

УДК 330.43:336.5.02:621.

КП

№ держреєстрації 0118U003583

Інв. №

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
(СумДУ)

40007, м. Суми, вул. Римського-Корсакова, 2; тел. 687878

ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з науково-дослідної роботи
д-р фіз.-мат. наук,

_____ проф. А.М. Чорноус

ЗВІТ

ПРО НАУКОВО - ДОСЛІДНУ РОБОТУ

МОДЕЛЬ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ
ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ
(проміжний)

Керівник НДЧ
канд. фіз.-мат. наук

Д.І. Курбатов

Керівник НДР
д-р екон. наук, проф.

О.М. Теліженко

2018

Рукопис закінчено 19 грудня 2018 р.

Результати цієї роботи розглянуто науковою радою СумДУ
протокол № 6 від 27 грудня 2018 р.

СПИСОК АВТОРІВ

Керівник теми, проф., д.е.н., гнс	_____	О. Теліженко (заг. редакція, розділ 1.3, 2.2, 2.4, 1.4)
проф., к.е.н., снс	_____	А. Жулавський (розділ 2.3)
проф., д.т.н., снс.	_____	М. Сотник (розділ 1.1, 2.1, 1.4)
проф., д.е.н., снс.	_____	І. Сотник (розділ 2.1)
доц., к.т.н., нс.	_____	І. Коплик (розділ 1.2, 3.1)
доц., к.е.н., нс.	_____	Т. Маринич (розділ 1.2, 3.1)
доц., к.е.н., нс.	_____	Т. Курбатова (розділ 2.1)
доц., к.е.н., нс.	_____	Н. Байстрюченко (розділ 3.2, 2.4)
асистент, лаб.	_____	І. Вакуленко (розділ 1.3)
аспірант, лаб.	_____	А. Черноброва (розділ 3.3, 3.4, 1.4)
студент, лаб.	_____	Т. Денисенко (розділ 3.4)
студент, лаб.	_____	І. Феденченко (розділ 3.4)
студент, лаб.	_____	К. Мащенко (розділ 3.4)

РЕФЕРАТ

Звіт про НДР: 190 стор., 13 рис., 25 табл., 112 джерел.

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ, УПРАВЛІННЯ, ПРОГНОЗУВАННЯ,
МОДЕЛЮВАННЯ, ОБМЕЖЕННЯ, ЕКОНОМІЧНИЙ МЕХАНІЗМ, ВИТРАТИ,
ЕФЕКТИВНІСТЬ.

Об'єкт дослідження - принципи, методи та організаційно-економічний механізм управління ефективністю та прогнозування використання теплової та електричної енергії.

Мета роботи - розробка принципів та методів економіко-математичного моделювання контуру управління систем енергоспоживанням з урахуванням внутрішніх (техніко-економічних, структурних, режимних) та зовнішніх (метеорологічних, екологічних, паливно-енергетичних, макроекономічних) обмежень.

Предмет дослідження – фактори і явища, що обумовлюють обсяги і режими споживання енергії та відносини між суб'єктами управління з приводу ефективного використання теплової та електричної енергії.

Методи дослідження. Вирішення завдань проекту базується на міждисциплінарному системному дворівневому підході до формування системи енергетичного менеджменту, створенні та підтримці систем збору та моніторингу інформації щодо споживання енергії, використання поглиблених схем енергоаудиту на базі енергетичних моделей об'єктів.

Головна ідея проекту полягає у розробці моделі комплексної системи управління ефективністю використання теплової та електричної енергії, складовою якої є блоки прогнозування, моніторингу та управління енерговикористанням.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
1 ФОРМУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНОЇ ОСНОВИ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	9
1.1 Визначення витрат, пов'язаних з додатковими капітальними та експлуатаційними витратами при переведенні систем опалення на використання твердого палива	9
1.2 Аналіз методів моделювання споживання електричної енергії	28
1.3 Методичні підходи до оцінки соціо-еколого-економічної ефективності інвестиційних проектів з енергозбереження	30
1.4 Відносна оцінка ефективності витрат на державне управління охороною навколишнього середовища в енергетиці.....	46
2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВНУТРІШНІХ ТА ЗОВНІШНІХ ОБМЕЖЕНЬ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВОЇ І ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	54
2.1 Стратегії оптимізації витрат на опалення.....	54
2.2 Методичні підходи до оцінки еколого-економічної ефективності реалізації багатоцільової програми розвитку малої гідроенергетики.....	79
2.3 Соціально-екологічна відповідальність підприємств теплоенергетики.....	99
2.4 Методичні підходи до оцінки та прогнозування атмосфероохоронних витрат у теплоенергетиці	113
3 МОДЕЛЮВАННЯ ДВОРІВНЕВОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ	125
3.1 Обґрунтування методичних підходів до прогнозування споживання електричної енергії.....	125

3.2 Мотивація впровадження енергозберігаючих та енергоефективних заходів у бюджетних установах	142
3.3 Техніко-економічний аналіз ефективності роботи систем теплоспоживання (на прикладі закладів освіти Сумської міської ради)	147
3.4 Потенціал Сумської області з альтернативних джерел енергії та альтернативних видів палива	156
ВИСНОВКИ.....	175
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	178

ВСТУП

Енергозбереження – комплекс заходів, спрямованих на економію коштів Вашої організації, які витрачаються на оплату енергоносіїв. Така економія досягається за рахунок організаційно-технічних заходів і впровадження сучасних енергоефективних технологій.

На практиці, енергозбереження означає раціональне використання паливно-енергетичних ресурсів, до якого стимулює не тільки зростання тарифів, але і необхідність підвищувати конкурентоспроможність і рентабельність виробництва, енергетичну стабільність функціонування інфраструктури населених пунктів.

В національних програмних документах, зокрема в «Енергетичній стратегії України до 2030 року», «Національному плані дій з відновлюваної енергетики на період до 2020 року», «Національній стратегії теплозабезпечення України до 2030 року» визначені основні завдання щодо забезпечення стійкого енергетичного розвитку національної економіки та стабільного забезпечення соціальної сфери джерелами енергії.

Підвищення енергоефективності, в більшості випадків, пов'язано з модернізацією інфраструктури. При цьому, оприлюднення проекту «Методики розроблення схем теплопостачання населених пунктів» стало важливим етапом щодо системного узагальнення практичного досвіду, еколого-економічного обґрунтування техніко-технологічних рішень модернізації схем теплопостачання, впровадження організаційних заходів із стимулювання енергозбереження та ін.

Умовно, комплекс заходів щодо підвищення енергетичної ефективності можна розділити на чотири етапи.

Першим кроком на шляху підвищення енергоефективності, в будь-якому випадку, буде отримання повних і достовірних відомостей про енергоспоживання певного об'єкту. Для цього існують спеціально розроблені методики проведення енергетичного обстеження (енергоаудиту). В результаті проведення

енергетичного обстеження складається звіт, що містить вичерпні відомості, необхідні для подальших етапів.

Другим кроком є розробка програми енергозбереження. Вона являє собою економічно обґрунтований комплекс організаційно-технічних заходів, в результаті впровадження якого буде забезпечується економія енергоресурсів.

Третім кроком є впровадження розробленого комплексу заходів з використанням найбільш вигідних способів їх фінансового забезпечення.

Заключним етапом є впровадження системи моніторингу заходів з підвищення енергоефективності. Саме моніторинг стану енергетичної інфраструктури дає чітке уявлення про досягнуті на практиці показники економії і ступеня їх відповідності проектним параметрам.

В ході виконання НДР розроблені основні положення теорії моделювання систем управління ефективністю та прогнозування використання електричної енергії споживачами, спиратимуться на закономірності динаміки часових рядів внутрішніх (техніко-економічних, структурних, режимних) та зовнішніх (метеорологічних, екологічних, паливно-енергетичних, макроекономічних) факторів, які характеризують систему «генерація – кліматичні умови – енергоспоживання». Динаміка часових рядів цих факторів характеризується слабкою прогнозованістю. Разом з тим, не зважаючи на їх слабку прогнозованість, між ними існує взаємозв'язок (коінтеграція), який призводить до деякої спільної, взаємопов'язаної зміни. Саме ця особливість динаміки часових рядів внутрішніх та зовнішніх факторів, дозволяє застосувати, при їх дослідженні, теорію Р. Енглу та К. Гренджера.

Характерною особливістю системи «об'єкт енергоспоживання» є стаціонарний характер часових рядів факторів її функціонування. Інакше, – функції розподілу стаціонарних динамічних рядів не змінюються при зсуві часу. Ця особливість динаміки часових рядів системи «об'єкт енергоспоживання» дозволяє застосувати, при їх дослідженні, теорію авторегресійного моделювання.

Під час виконання першого етапу НДР були одержані такі нові наукові результати:

1. Розроблені теоретико-методичні підходи до моделювання систем управління ефективністю та прогнозування використання теплової і електричної енергії споживачами, які базуються на оцінюванні закономірності динаміки часових рядів внутрішніх (техніко-економічних, структурних, режимних) і зовнішніх (метеорологічних, екологічних, енергетичних, макроекономічних) факторів, що характеризують систему «генерація – кліматичні умови – енергоспоживання».

2. Вдосконалені науково-методичні підходи до оцінки соціо-еколого-економічної ефективності інвестиційних проектів з енергозбереження, які, на відміну від існуючих, враховують питомі показники витрат на впровадження енергозберігаючих заходів, питомі природоохоронні витрати, ризики виникнення техногенних аварій в зонах розміщення об'єктів енергетики.

3. Розроблені принципи формування системи моніторингу та регулювання енергоспоживання будівлями, яка базується на короткотерміновому прогнозі навколишньої температури, визначеному розрахунковому показнику теплоспоживання за базової температури, а також зміну теплового навантаження будівлі у залежності від температури навколишнього середовища.

1 ФОРМУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНОЇ ОСНОВИ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВОЇ ТА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

1.1 Визначення витрат, пов'язаних з додатковими капітальними та експлуатаційними витратами при переведенні систем опалення на використання твердого палива

При розрахунку вартості 1 Гкал теплоти, що виробляється у системах опалення з використанням твердого палива або природного газу, окрім вартості палива необхідно урахувати вартісні складові, що пов'язані з витратами капітального характеру. До таких витрат необхідно відносити:

- вартість будівництва приміщень, у яких мають розміщуватися котельні; для зберігання та приготування до спалювання твердого палива (особливо дрова) необхідні додаткові площі у приміщеннях, що мають відповідати експлуатаційним нормам та нормам пожежної безпеки;
- вартість робіт, пов'язаних з налаштуванням обладнання котелень;
- вартість облаштування золовідвалів для тимчасового зберігання золи;
- вартість котельного та допоміжного обладнання, що необхідне для генерації теплоти та функціонування систем опалення.

Зазначені витрати мають одноразовий характер, але їх об'єми суттєво впливають на формування вартості 1 Гкал теплоти. Визначення частки капітальних витрат, що відносяться до 1 Гкал теплоти, яка подається у систему опалення проводиться через механізм щорічних амортизаційних відрахувань. Тому розрахунок має таку послідовність:

1. Визначення об'єму щорічних амортизаційних відрахувань, виходячи з норми амортизації для капітальних споруд та норми амортизації обладнання.

2. Визначення частки відновлюваної вартості основних фондів системи опалення (генерація тепла), що припадає на вартість 1 Гкал теплоти, яка виробляється у зазначеному опалювальному сезоні (році). Розраховується як

відношення величини амортизаційних річних відрахувань до кількості виробленої теплової енергії у гігакалоріях за рік (опалювальний сезон).

У деяких випадках частка відновлювальної вартості основних фондів, що припадає на 1 Гкал теплоти, яка споживається будівлею, становить більше 50% від її загальної розрахункової вартості. Тому дуже важливо ураховувати цей чинник при визначенні балансоутримувача елементів систем тепло забезпечення, меж розмежування та при проведенні порівняльних розрахунків вартості теплоти з використанням існуючого енергоносія та пропонованого. Основні статті витрат, їх визначення та позначення С1, С2 вказані у табл. 1.1.

Частка плати за землю, що відноситься на вартість 1 Гкал теплоти, визначається як відношення витрат Виробника послуг з тепло забезпечення, які пов'язані з орендою земельної ділянки (або податком на землю) на якій знаходяться об'єкти інфраструктури Виробника (приміщення котельні, складські приміщення палива, відкриті майданчики для зберігання та підготовки палива, розміщення золовідвалів, золи до терміну її подальшої утилізації), що мають безпосереднє відношення до виробництва теплової енергії для Споживача, якому розраховується вартість одиниці теплової енергії – 1 Гкал, до кількості теплоти, що споживається будівлею за опалювальний сезон (рік).

Зазначені витрати є щорічними, їх можна віднести до постійних, які не залежать від кількості виробленої теплової енергії. Вони визначаються, виходячи з проектних рішень котелень та норм чинного законодавства.

Основні статті витрат, їх визначення та позначення С3, С4 вказано у табл. 1.1.

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	6.2 Екологічний податок	C6	Суми екологічного податку (Згідно діючого Податкового Кодексу України), який справляється за викиди в атмосферне повітря забруднюючих речовин стаціонарними джерелами забруднення (Пвс), обчислюються платниками податку самостійно щокварталу виходячи з фактичних обсягів викидів, ставок податку за формулою: $Пвс=\sum(Mi \times Нpi), i=1$ де Mi - фактичний обсяг викиду і-тої забруднюючої речовини в тоннах (т); Нpi - ставки податку в поточному році за тону і-тої забруднюючої речовини у гривнях з копійками.						
7	Витрати на транспортування палива	Калькулятор визначення вартості перевезень http://novaposhta.ua/frontend/calculator?lang=ukr							
		C7	305,6 грн./тис. куб. м (без ПДВ)	50 грн./т (без ПДВ).	50 грн/т.				
		Ціна+C7	2,616 грн/м³	700–900 (буре) грн./т 800– 1000(камінчате) грн./т	400- 600 грн./т	400– 600 грн./т	320–440 грн./т 320–440 (торфобрикети)	590–640 грн./т (торф'яні) 650–700 (деревина) грн./т	100-200 грн./т.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8	Організація роботи персоналу котельні: - кількість персоналу в залежності від палива, яке використовується; - графік роботи персоналу упродовж року	C9							
9	Витрати на персонал котельні у продовж року:	C9= C9 ₁ +C9 ₂ +C9 ₃ +C9 ₄							
	-основна та додаткова заробітна плата;	C9 ₁	C9 ₁ =n*3 n - кількість робітників 3 – розмір заробітної плати						
	-відрахування на заробітну плату;	C9 ₂	C9 ₁ * 0,363%						
	-витрати на атестацію персоналу;	C9 ₃	400 грн. без ПДВ						
	-витрати на медогляд	C9 ₄	35,28 грн /1 м.о. (чол.) 45,42 грн /1 м.о. (жін.)						

Продовження таблиці 1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	<p>Підготовка до опалювального сезону:</p> <ul style="list-style-type: none"> - очистка котлів, регламентні роботи на них та обладнанні котельні; - промивка системи теплопостачання будівлі, теплотраси; - ремонт теплотраси; - регламентні роботи на димових трубах; - проведення налагодження котлів, оформлення режимної карти; - приймання робіт наглядовими органами 	C10	<p>Правила визначення вартості робіт з ремонту устаткування та обладнання, які виконуються на об'єктах житлово-комунального господарства http://uazakon.com/big/text1212/pg2.htm</p> <p>Про визначення вартості робіт по ремонту та налагоджуванню енергетичного та електротехнічного устаткування http://zakon.nau.ua/doc/?uid=1041.3711.5&nobreak=1</p>						
11	<p>Об'єми накопичення відходів при проведенні підготовки до опалювального сезону, їх склад, технологія та вартість їх утилізації</p>	C11	<p>Технічні данні – в залежності від типу котла, об'єму заходів, що виконуються при проведенні підготовки до опалювального сезону</p>						

Утилізація золи, що утворюється у процесі спалювання палива має проводитися у декілька етапів:

1. Складування золи у золовідвали, її накопичення на спеціальних майданчиках. Кількість золи, що утворюється при спалюванні палива залежить від використовуваного палива, його зольності. Тому об'єми золовідвалів визначаються зольністю палива, періодичністю проведення робіт щодо їх утилізації (вивезення).

2. Утилізація за варіантами.

Згідно існуючої практики, утилізація золи може проводитися за варіантами:

1. Утилізація спеціалізованими підприємствами (з самовивозом або без нього).

2. Вивіз комунальними підприємствами на полігони для захоронення як твердих побутових відходів.

3. Утилізація золи силами Виробника.

У залежності від складу, структури та властивостей золи у деяких випадках її можна використовувати як вторинний ресурс у технологіях будівництва, сільського господарства.

Зазначені варіанти необхідно розглядати, виходячи з місцевих умов, економічної доцільності та найменшого негативного впливу на оточуюче природне середовище.

Загальна вартість утилізації розраховується, виходячи з об'єму накопичення золи (у кубічних метрах, тонах) за рік (опалювальний сезон), та витрат на утилізацію 1 кубічного метра, 1 тони золи. Основні дані щодо вартості утилізації наведені у табл. 1.1.

Частка плати за утилізацію золовідвалів, що відноситься на вартість 1 Гкал теплової енергії визначається за нормативним методом утворення золи та її утилізації. Основні статті витрат, їх визначення та позначення С5 вказано у табл. 1.1.

Кількість шкідливих викидів у навколишнє природне середовище при спалюванні палива залежить:

1. Від виду використовуваного палива.
2. Від об'єму використовуваного палива (кількості виробленої теплової енергії).
3. Від технічних даних теплогенеруючих установок (котлів).

Основними забруднювачами при спалюванні твердого палива вважаються оксид азоту, оксид вуглецю, сажа, діоксид азоту, діоксид сірки, вуглекислий газ, неметанові легкі органічні сполуки.

Розрахунок об'єму викидів проводиться у відповідності до «Галузевої методики розрахунку шкідливих викидів, які надходять від теплогенеруючих установок комунальної теплоенергетики України» та «Методики розрахунку викидів забруднюючих речовин та парникових газів у повітря від використання палива на побутові потреби в домогосподарствах».

Вихідними даними для розрахунку об'ємів викидів мають слугувати:

1. Характеристика палива.
2. Режим роботи теплогенеруючого обладнання.
3. Технічні характеристики теплогенеруючого обладнання (паспорти, режимні карти налаштування, результати проведених вимірів відхідних газів, результати атестації, тощо).
4. Об'єми використовуваного палива фактичні за визначений період, або нормований показник його використання на 1 Гкал виробленої теплової енергії.

Згідно чинного Податкового Кодексу України, чинних законодавчих актів, виходячи з розрахункових об'ємів та лімітів викидів, а також їх складу розраховується сума екологічного податку, що справляється за викиди в атмосферне повітря забруднюючих речовин стаціонарними джерелами забруднення, згідно порядку розрахунку, зазначеному у табл. 1.1.

Сума екологічного податку залежить від виду забруднюючої речовини та фактичного обсягу її викиду.

Частка плати за викиди шкідливих речовин у навколишнє природне середовище, що відноситься на вартість 1 Гкал теплової енергії визначається відношенням сума річного екологічного податку до кількості теплоти, що

спожита будівлею (у Гкал) за рік (опалювальний сезон). Позначення С6 у таблиці 1.1.

Вартість витрат, пов'язаних з транспортуванням палива розраховується за фактичними витратами за рік (гривень), або за розрахунками згідно калькулятора визначення вартості перевезень, зазначеного у табл. 1.1. Вартість транспортування 1тн, або 1куб.м палива позначена С7.

Вартість витрат на транспортування може також включатися у вартість палива. У цьому випадку вартість 1т або 1куб.м палива розраховується як вартість власне палива та частка вартості витрат на транспортування, що припадає на 1тн, або 1куб.м палива (питомий показник). Тоді вартість 1 т або куб.м палива з транспортними витратами дорівнює добутку вартості 1 т або куб.м палива та С7 (гривень).

Витрати на організацію роботи обслуговуючого персоналу котельні (топкової) включають:

1. Основну та додаткову заробітну плату.
2. Відрахування на заробітну плату.
3. Витрати на атестацію персоналу.
4. Витрати на медичний огляд персоналу.

Кількість персоналу визначається у залежності від виду палива відповідно до «Міжгалузових норм чисельності робітників, що обслуговують громадські будівлі».

Фонд основної та додаткової заробітної плати визначається згідно положення про оплату праці на підприємстві – виробнику послуги та обраховується, виходячи з розміру тарифної ставки, розряду робіт, величини додаткових нарахувань, фонду робочого часу, а також кількості працюючого персоналу. При цьому необхідно ураховувати режим роботи працівників. У табл. 1.1 розрахунок основної та додаткової заробітної плати позначено С9₁.

Відрахування на заробітну плату обраховуються згідно чинного законодавства. Об'єм відрахувань визначається як величина фонду заробітної

плати (фонду оплати праці) помножена на коефіцієнт 0,363 (що враховує сумарні відсотки відрахувань). Формула розрахунку приведена у табл. 1.1, позначена С9₂.

Для подальшого розрахунку визначається об'єм фонду заробітної плати (оплати праці) та нарахувань на заробітну плату за рік (опалювальний сезон).

Навчання персоналу проводиться згідно чинних правил та за дозволом органів Держнаглядохоронпраці України. Періодична перевірка знань обслуговуючого персоналу котельні (топкової) проводиться не рідше 1 разу на 12 місяців.

Витрати (як середні) на навчання та атестацію одного працівника орієнтовно можна прийняти 400 гривень, але зазначені витрати мають бути визначені у кожному конкретному випадку залежно від складності обладнання та переліку виконуваних робіт працівниками. У табл.1.1 ці витрати позначені С9₃. Для подальшого розрахунку визначається об'єм витрат на навчання та атестацію персоналу за рік (опалювальний сезон).

Витрати на медичний огляд персоналу необхідно визначати виходячи з періодичності проведення оглядів та переліку категорій робітників, що підлягають обов'язковому огляду. Витрати на медогляд обраховуються як сума витрат на проведення медогляду кожного з робітників котельні (топкової), віднесених на рік (опалювальний сезон).

Орієнтовна вартість медогляду зазначена у табл.1.1, орієнтовний перелік професій, що підлягають медогляду зазначений у Додатку В, позначення С9₄. Однак, у кожному конкретному випадку має бути проведене уточнення таких витрат, виходячи з об'єму медичного огляду та вартості його складових.

Для подальшого розрахунку визначаються витрати на медогляд за рік (опалювальний сезон).

Витрати на підготовку системи опалення до опалювального сезону пов'язані з виконанням робіт:

1. Очистка котлів, регламентні роботи на них та обладнанні котельні (топкової).
2. Промивка системи теплопостачання будівлі, теплотраси.

3. Регламентні роботи на димових трубах.
4. Проведення налагодження котлів, оформлення режимних карт.
5. Проведення необхідних випробувань.
6. Приймання робіт наглядовими органами.

Розрахунок витрат на зазначені роботи проводиться згідно «Правил визначення вартості робіт з ремонту устаткування та обладнання, які виконуються на об'єктах житлово-комунального господарства» та нормативного документа «Про визначення вартості робіт по ремонту та налагоджуванню енергетичного та електротехнічного устаткування» див. табл. 1.1, позначення С10.

Слід звертати увагу на періодичність виконання зазначених робіт при конкретному віднесенні частки їх вартості на рік (опалювальний сезон).

Посилання на електронний ресурс при визначенні об'єму робіт та розрахунку витрат зазначено у табл. 1.1.

Об'єми накопичених відходів при проведенні підготовки до опалювального сезону формуються кількісно та якісно у залежності від палива, що застосовується при генерації теплоти, технічних параметрів котельного обладнання, умов та режимів його експлуатації, технологій, що використовуються при проведенні заходів та відновлювальних робіт (промивок, тощо). Див. табл.1.1 позначення С11.

Відходи, що накопичуються, необхідно класифікувати за класами небезпеки, якими визначаються умови подальшого поводження з ними. За цими параметрами та кількісними показниками має визначатися технологія утилізації та вартість її реалізації, з урахуванням всіх складових (зберігання, накопичення перед утилізацією, транспортування до місця утилізації, власне утилізація (переробка), захоронення відходів (продуктів) утилізації і т. і.). Вартість утилізації розраховується, виходячи з розрахункового періоду виконання робіт упродовж одного року (опалювального сезону).

У якості теплоносія систем опалення застосовується здебільшого вода. Перед заповненням системи, у процесі підживлення вода має пройти спеціальну обробку хімічними реагентами з метою видалення речовин, що можуть

утворювати тверді відкладення на внутрішніх поверхнях труб системи опалення та котельного обладнання. Зазначені відкладення значно зменшують теплопередачу системи, що негативно впливає на роботу системи опалення, збільшуючи кількість палива, необхідного для обігріву будівлі.

Для визначення витрат, пов'язаних з підготовкою води у першу чергу необхідно обрахувати кількість води, що надходить до системи опалення за рік (опалювальний сезон) та її витрати у процесі функціонування системи опалення.

Об'єм води, що витрачається з системи складається з:

1. Об'єму води, необхідного для заповнення системи опалення, куб.м. Визначається проектними показниками системи.

2. Об'єму води, що необхідний для підживлення системи у процесі її функціонування в опалювальний період. Визначається конструктивними особливостями системи опалення, її фактичним технічним станом, куб.м.

3. Об'єму води, що відбирається з системи опалення на технічні потреби Споживачем та Виробником послуги за опалювальний сезон, куб.м. Визначається додатковими умовами, що мають бути визначені у Договорі між Споживачем та Виробником послуги з теплопостачання. У табл. 1.1 позначений C12₄.

Зазначені складові витрати води у системі теплопостачання мають бути визначені поелементно та сумарним показником у куб.м за рік (опалювальний сезон). У табл.1.1 цей показник позначений C 12₂. Далі визначається вартість 1 куб.м «сирої» води, яка залежить від джерела водопостачання та її якості. У табл. 1.1 позначена C12₃.

Вартість «сирої» води, що проходить водопідготовку визначається добутком C12₂ та C12₃.

У витрати на водопідготовку включається вартість хімічних реагентів, необхідних для обробки води. Кількість реагентів, їх склад визначається технологічним процесом обробки води, а також вихідними показниками хімічного складу та фізичних властивостей «сирої» води. Питомі витрати таких реагентів на 1 куб. м води визначаються за нормативами, або фактичними показниками якісних параметрів технологічного процесу.

Через питомі витрати реагентів та загальну кількість води, що проходить водопідготовку, визначають потребу у реагентах на рік (опалювальний сезон). Далі обраховується їх загальна вартість у гривнях.

У деяких випадках у вартість водопідготовки може включатися вартість обладнання для водопідготовки, якщо вона не відображена у загальних амортизаційних відрахуваннях основних фондів котельні (топкової). У табл.1.1 позначення С12₁.

У вартість водопідготовки також необхідно ураховувати витрати, пов'язані з накопиченням відходів водопідготовки та поводженням з ними. Ця вартість розраховується, виходячи з об'єму накопичення відходів за рік (опалювальний сезон) у куб.м, вартісних показників технології зберігання, транспортування, утилізації та захоронення відходів (гривень/куб.м). У табл. 1.1 позначення С12₅.

Загальні витрати на водопідготовку С12 за рік (опалювальний сезон) визначаються сумою витрат на «сиру» воду, власне процес водопідготовки, утилізацію відходів водопідготовки.

До додаткових витрат енергії та енергоносіїв у котельні (топковій) відносяться витрати на власні потреби:

1. Витрати електроенергії на освітлення;
2. Витрати електроенергії на функціонування котельної установки;
3. Витрати електроенергії на функціонування циркуляційних насосів;
4. Витрати електроенергії на функціонування додаткового обладнання;
5. Витрати на опалення приміщень котельні (топкової);
6. Витрати на санітарно-гігієнічні потреби персоналу.

При облаштуванні котельні (топкової) приладами обліку спожитих енергоресурсів витрати обраховуються згідно показань лічильників. Уразі їх відсутності, застосовується метод нормування таких витрат. Обрахування витрат базується на технічних експлуатаційних показниках роботи обладнання (встановлена потужність обладнання, коефіцієнт завантаження обладнання, витрати енергоресурсів обладнанням за годину, кількість годин роботи обладнання упродовж доби, опалювального сезону, року, розрахункове

теплонавантаження будівлі котельні (топкової), температурного графіка подачі теплоносія,); санітарно-гігієнічних нормах споживання води та енергоресурсів персоналом котельні (топкової). Зазначені дані визначаються у паспортах обладнання, технологічних регламентах роботи обладнання, режимних картах, технологічних процесах виконання робіт.

Розрахунок додаткових витрат енергії та енергоресурсів проводиться для кожного об'єкту індивідуально, з урахуванням його особливостей (технічних та експлуатаційних).

Втрати теплової енергії у теплових мережах залежать від режиму експлуатації мереж, фізичного стану теплоізоляції трубопроводів, фізичних властивостей ізоляційних матеріалів, конструктивних особливостей теплотрас, вологісного режиму теплоізоляції, довжини та діаметра трубопроводів.

Втрати теплової енергії у теплових мережах визначають розрахунковим методом при їх проектуванні, розрахунковим методом за результатами визначення (обстеження) дійсного стану теплотрас, за фактичними експлуатаційними показниками.

Визначення втрат пропонується проводити за методикою, наведеною у керівному технічному матеріалі - «Нормах та вказівках по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні КТМ 204Україна 244-94» Київ 2001. Вихідними даними для розрахунку є:

- геометричні параметри трубопроводів;
- тип прокладення трубопроводів (надземний, підземний каналний, підземний безканалний);
- матеріал теплової ізоляції;
- середньомісячні, середньорічні температури зовнішнього повітря (за даними метеослужби);
- середньомісячні температури ґрунту;
- температурний графік подачі теплоносія;
- середньомісячні температури прямого та зворотного теплоносія;

- показники теплового навантаження споживачів;
- витрати теплоносія у прямому трубопроводі.

1.2 Аналіз методів моделювання споживання електричної енергії

В даний час вдосконалення системи управління процесами споживання і заощадження електроенергії окремими об'єктами (установами) і галузями економіки в цілому, передбачає створення регіонально-галузевої організаційно-економічної моделі. Розроблюваний підхід розвитку системи управління енергозбереження на прикладі освітніх установ створює методичні основи і алгоритмічну базу збору, обробки, аналізу інформації щодо використання електроенергії, прийняття управлінських рішень та проведення електроенергетичного аудиту, а також забезпечує функції контролю електроспоживання, вдосконалення системи лімітування електроенергії; автоматизоване створення електроенергетичних паспортів об'єктів [1, 2]. Нагальна необхідність створення ефективної системи управління енергозбереження на прикладі освітніх установ і недостатня ступінь розробки теоретико-методологічних підходів до оцінки рівня ефективності використання електроенергії, свідчать про об'єктивну необхідність проведення подальшого поглиблення зазначеного наукового дослідження. В даний час в Україні подібні комплексні системи управління галузевого рівня відсутні.

В ході проведення аналітичного огляду сформовані основні положення теорії моделювання систем управління ефективністю і прогнозування використання електричної енергії споживачами, які базуються на закономірності динаміки часових рядів внутрішніх (техніко-економічних, структурних, режимних) і зовнішніх (метеорологічних, екологічних, енергетичних, макроекономічних) чинників, характеризують систему «генерація - кліматичні умови - енергоспоживання» [3, 4]. Встановлено, що динаміка часових рядів цих

факторів характеризується слабкою прогнозованістю. Разом з тим, незважаючи на цей негативний фактор, між ними існує взаємозв'язок (Коінтеграція), яка призводить до деяких загальних, взаємопов'язаних змін. Саме ця особливість динаміки часових рядів внутрішніх і зовнішніх факторів, дозволяє застосувати при їх дослідженні, теорію Р. Енгла і К. Гренджер.

Характерною особливістю системи «об'єкт - енергоспоживання» є стаціонарний характер часових рядів факторів її функціонування. Інакше кажучи, функції розподілу стаціонарних динамічних рядів не змінюються при зсуві часу. Ця особливість динаміки часових рядів системи «об'єкт - енергоспоживання» дозволяє застосувати при їх дослідженні [5], теорію авторегресійного моделювання.

В рамках структурного дослідження проведені збір і підготовка статистичних даних, необхідних для подальшого тестування різних методик моделювання, перевірки моделей на адекватність і оцінки якості отриманих прогнозів.

Встановлено, що важливим етапом є поєднання різних авторегресійних підходів, структурного моделювання та нейромережевого прогнозування [6, 7] для подальшої математичної і комп'ютерної реалізації адаптивної моделі енергоспоживання з елементами штучного інтелекту.

Проведений аналіз показує, що для підтримки системи управління і прийняття рішень з питань використання та економії електроенергії необхідна деталізація міждисциплінарних, системних підходів, що, в свою чергу, забезпечить функціонування системи енергозбереження на всіх рівнях, включаючи питання: аналізу і порівняння об'єктів з іншими, оптимізації витрат бюджетних і власних коштів закладів освіти на оплату електроенергії, розробку форм звітності та методичних та супровідних документів, створення автоматизованого програмного комплексу для впровадження системи збору та аналізу інформації щодо використання об'єктами електроенергії, а впровадження пілотних систем управління ефективністю використання електричної енергії для окремих споживачів системи.

В результаті аналітичного огляду були обрані теоретичні основи моделювання систем управління ефективністю і прогнозування використання електричної енергії споживачами, що базуються на поєднанні елементів, узагальнених авторегресійних моделей ковзної середньої (ARIMA), структурних і коінтеграційних моделей (теорія Р. Енглу і К. Гренджер) [8]. На основі обраних теоретичних моделей передбачається розробка науково-методичного забезпечення (інструментарію) створення багаторівневої (в пілотному випадку - дворівневої) системи управління процесами ефективного споживання електроенергії: універсальних економіко-математичних моделей процесів електроспоживання.

1.3 Методичні підходи до оцінки соціо-еколого-економічної ефективності інвестиційних проектів з енергозбереження

Ратифікація угоди про асоціацію між Україною та Європейським Союзом і газовий конфлікт з Росією вимагають інтенсифікації процесу енергозбереження. Зменшення енергетичної складової витрат в собівартості вітчизняних товарів має підвищити конкурентоспроможність та ефективність інтеграції української економіки до світової системи господарювання. Зменшення використання енергоресурсів в бюджетній сфері країни призведе до економії бюджетних коштів міста та дозволить спрямувати їх на розвиток соціальної сфери та на подальше впровадження енергозберігаючих технологій. У зв'язку з великою кількістю об'єктів для енергозбереження виникає проблема визначення пріоритетності інвестування за допомогою оцінки економічної ефективності проектів. Інвестиційні проекти є невід'ємною складовою частиною залучення позабюджетних коштів, в тому числі і закордонних фінансових інститутів.

Сучасні практичні підходи до оцінки ефективності енергозберігаючих проектів ґрунтуються на традиційних показниках економічної ефективності

інвестицій з урахуванням внутрішніх і зовнішніх факторів реалізації проектів, а саме на наступних нормативних документах:

- ДСТУ 2155-93 "Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів по енергозбереженню» [9];
- типова методика «Загальні вимоги до організації та проведення енергетичного аудиту» [10];
- методика Організації Об'єднаних Націй з промислового розвитку (ЮНІДО) [11].

Нормативна методика, наведена у ДСТУ [12], використовує показник інтегральної дисконтованої розрахункової зміни прибутку, де прибуток складається з коштів, отриманих за рахунок енергозбереження, та коштів, зекономлених завдяки зменшенню платежів підприємства за забруднення навколишнього середовища. Нормативна методика не враховує вплив додаткових доходів, отриманих підприємством від реінвестування коштів, вартості проекту в році t та ліквідаційної вартості проекту, не обґрунтовано визначення показника внутрішньої ефективності проекту.

Методика ЮНІДО дозволяє оцінювати ефективність проекту шляхом співставлення «витрати-вигоди». Крім комерційної ефективності, у цій методиці оцінюється також суспільна (соціальна) ефективність реалізації інвестиційного проекту. В той же час в методиці відсутнє врахування ризиків, які супроводжують реалізацію інвестиційних проектів та особливостей поточної діяльності об'єкту енергозбереження.

Фахівці паливно-енергетичної галузі, приймаючи рішення про інвестиції, керуються наступними нормативно-правовими документами:

- затверджена Наказом Міністерства Енергетики України від 23.02.95. №1 методика ГКД 340.000. 001-95 «Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику» [13];
- затверджена наказом Міністерства Енергетики України від 20.01.97 №1 ПС методика визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Енергосистеми і електричні мережі: ГКД 340.000.002 – 97 [14];

- наказ НАЕР від 20.05.2010 № 56 «Загальні вимоги до організації та проведення енергетичного аудиту» [15].

Ці документи, переважно, неадаптовані до прийнятих Україною міжнародних зобов'язань у сфері енергетики та не враховують деяких особливостей вітчизняного ПЕК, наприклад, розвитку інститутів сумісного інвестування тощо.

Нами розроблено ряд інвестиційних проектів з енергозбереження на замовлення органів місцевого самоврядування та комунальних підприємств, – надавачів послуг з тепlopостачання. Накопичений досвід свідчить про необхідність вдосконалення методичних підходів до обґрунтування соціо-еколого-економічної ефективності проектів з енергозбереження.

Визначення оптимальної методології для розрахунку економічної ефективності заходів з енергозбереження є основним завданням цього дослідження.

Загальні положення з оцінки ефективності заходів з енергозбереження.

Ключовим аспектом успішної реалізації інвестиційного проекту з енергозбереження є економічне обґрунтування рішень, що ним передбачаються. Для оцінки доцільності та ефективності реалізації проекту необхідно провести дослідження згідно наступного алгоритму:

I етап: Розробка технічної частини аудиту-пропозицій щодо впровадження інженерно-технічних заходів.

- оцінка технічної можливості нового будівництва, реконструкції, капітального ремонту або технічного переоснащення об'єктів для проекту з енергозбереження;

- аналіз даних інженерних вишукувань, схем генплану та зведеного плану інженерних мереж;

- співставлення основних технологічних, будівельних та архітектурно-планувальних даних з рішенням про впровадження енергозберігаючих заходів;

- обґрунтування висновків з визначенням вибраного варіанту запропонованих рішень та аудит-пропозиції;

- визначення етапів реалізації проекту;
- визначення кількості робочих місць, у т.ч. новостворених.

II етап: Техніко-економічна оцінка ефективності інвестицій в енергозберігаючий проект.

- оцінка кошторисної вартості будівництва, в т.ч. будівельних робіт, устаткування, пусконаладжувальних робіт, інших витрат та амортизаційних відрахувань;
- визначення витрат по відведенню земельної ділянки під будівельно-монтажні роботи (за необхідності);
- визначення обсягу інвестицій для реалізації проекту та можливості їх залучення (зазвичай енергозберігаючі заходи потребують одноразових вкладень);
- визначення структури інвестиційного капіталу та вартості кожного року життєвого циклу проекту;
- оцінка ринку збуту продукції, запланованої до випуску, її основні споживачі, конкуренти;
- оцінка економічного, соціального та екологічного ефекту внаслідок реалізації проекту.
- оцінка витрат на охорону навколишнього природного середовища, відновлювальні та компенсаційні заходи;
- порівняння ефективності проекту з альтеративними (вкладення в «портфельні інвестиції» або інвестиції в інші галузі виробництва);
- визначення переваг і недоліків проекту порівняно з аналогами вітчизняної і зарубіжної практики.

Загальний процес розвитку проекту з енергозбереження з урахуванням взаємовідносини в системі «замовник-виконавець» проекту представлені на рис. 1.1.

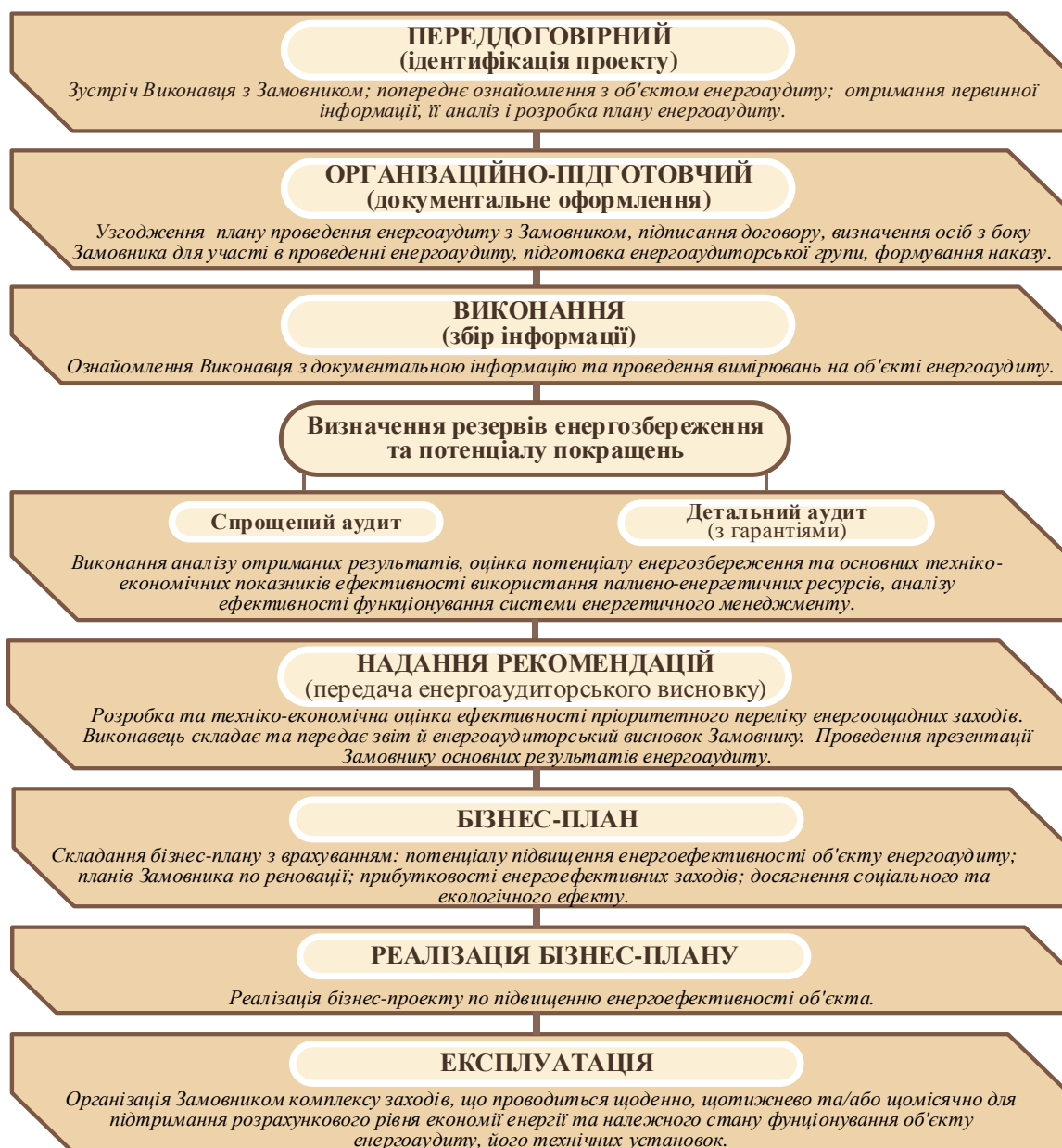


Рисунок 1.1 – Загальний процес розвитку проекту з енергозбереження

Оцінка економічної ефективності енергозберігаючих заходів ґрунтується на розрахунку наступних показників:

- 1) грошовий потік (сукупність розподілених у часі надходжень і видатків грошових коштів та їх еквівалентів, генерованих підприємством у процесі господарської діяльності)
- 2) прибуток від впровадження енергозберігаючих заходів (Π_t):

$$\Pi_t = Et - Zt \quad (1.1)$$

де Π_t – прибуток, отриманий від реалізації енергозберігаючих заходів на t -му році реалізації заходів, грн; E_t – економія та додатковий дохід, отриманий від реалізації енергозберігаючих заходів на t -му році реалізації заходів, грн; Z_t – затрати на реалізацію енергозберігаючих заходів на t -му році реалізації заходів, грн.

3) чиста приведена вартість (NPV)

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+r)^k} - \sum_{k=1}^n \frac{I_k}{(1+r)^k}, \quad (1.2)$$

де n – термін реалізації проекту; CF_k – чистий вхідний потік коштів (доходи) у k -му році; r – ставка дисконту; I_k – інвестиційні витрати у k -му році; k – порядковий номер року від початку реалізації проекту.

Вибір нормативу дисконтування залежить від:

- специфіки об'єкта, що споживає паливно-енергетичні ресурси;
- вартості позичкових коштів, вартості банківських депозитів.

При оцінці ефективності енергозберігаючих заходів норматив дисконтування визначається залежно від умов та особливостей реалізації проекту. Відсоткова ставка може бути прийнята як:

- усереднена з позицій альтернативної вартості розміщення коштів на довгостроковому (понад 12 місяців) банківському депозиті;
- дорівнювати обліковій ставці НБУ в разі порівняння з варіантом розміщення коштів на депозитному рахунку;
- бути рівною нормі амортизації в разі порівняння варіантів з різними обсягами капіталовкладень.

Для запобігання можливих економічних втрат через настання подій, передбачених як ризики, у інвестиційному проекті ставка дисконтування має перевищувати очікувані темпи інфляції.

Недоліки NPV полягають у тому, що він має абсолютний, а не відносний характер, а також у тому, що при розрахунках показника дуже важливу роль відіграє правильний вибір відсоткової ставки кредиту (нормативу дисконтування),

від якої може суттєво залежати результат порівняння інших проектів із різним розподіленням ефекту в часі.

4) внутрішня норма дохідності (IRR)

$$IRR = \sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+IRR)^k} - \sum_{k=1}^n \frac{I_k}{(1+IRR)^k} = 0 \quad (1.3)$$

IRR доцільно застосовувати у випадках, коли норматив дисконтування k важко задати однозначно.

5) дисконтований період окупності (DPP)

$$\sum_{k=1}^{DPP} \frac{CF_k}{(1+r)^k} = \sum_{k=1}^{DPP} \frac{I_k}{(1+r)^k} = 0, \quad (1.4)$$

Для швидкої оцінки інвестицій в енергозберігаючі заходи на попередніх стадіях розробки проекту з енергозбереження використовують простий період окупності $T_{ок}$

$$T_{ок} = \frac{E}{З}, \quad (1.5)$$

де E – економія, отримана від реалізації енергозберігаючих заходів, грн., $З$ – затрати на реалізацію енергозберігаючих заходів, грн.

Метод простого періоду окупності має свої недоліки:

- не приймається в розрахунок “часова вартість грошей”;
- ігнорується прибуток, який може бути отриманий після закінчення періоду повернення коштів;
- не враховується номінальна вартість залишкового капіталу.

6) індекс прибутковості (PI)

$$PI = \sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+r)^k} / \sum_{k=1}^n \frac{I_k}{(1+r)^k}, \quad (1.6)$$

Прийнято вважати, що на практиці такого набору показників ефективності інвестиційного проекту достатньо для прийняття рішення про доцільність реалізації інвестиційного проекту, проте з огляду на варіативність багатьох інвестиційних проектів (наявність кількох варіантів рішення з різною вартістю реалізації та/або величиною економічного, соціального, екологічного ефектів) доцільно доповнити дану систему показників додатково показником граничного значення реінвестування прибутків в реконструкцію, що відображає межі економічно доцільного інвестування у об'єкт інвестиційного проекту.

Граничне значення реінвестування прибутків в реконструкцію (інвестування з інших джерел, – позичкових коштів) визначається за формулою (1.7):

$$III = \frac{(V_1 - M_1 - aF_0) - (w_1 / w_0)(V_0 - M_0 - aF_0)}{a + 1/e}, \quad (1.7)$$

$$e = \frac{(1+i)^T - 1}{i(1+i)^{T-1}}, \quad (1.8)$$

де V_0 – доходи до реалізації інвестиційного проекту; V_1 – доходи після реалізації інвестиційного проекту; M_0 – матеріальні витрати без амортизації до реалізації інвестиційного проекту; M_1 – матеріальні витрати без амортизації після реалізації інвестиційного проекту; aF_0 – сума амортизаційних відрахувань; a – норма амортизаційних відрахувань; i – ставка дисконту; T – строк життєвого циклу проекту.

Проте навіть доповнення економічних розрахунків даним показником не свідчить про достатність та обґрунтованість реалізації інвестиційного проекту, адже залишається неврахованою складова соціального та екологічного ефектів, визначення яких є дискусійним, що спричинено складністю економічного

відображення їх величини. Окрім того, складові соціального ефекту не є універсальними, тобто для різних проектів вони можуть бути різними, що спричиняє додаткові труднощі при розрахунках, адже ускладнює або унеможливорює застосування єдиного підходу. Проте навіть за умови однотипності соціальних ефектів, що виникають внаслідок реалізації подібних проектів, оцінка їх величини є складною. Доцільно розподілити усі соціальні ефекти на дві групи: 1) розрахункові; 2) умовно розрахункові. До першої групи варто віднести такі ефекти, розмір яких можна визначити шляхом застосування нескладних математичних процедур, внаслідок їх кількісної природи, наприклад, ефект від створення нових робочих місць. До другої групи – ті які не можливо визначити точно шляхом елементарних математичних процедур, адже дані ефекти виражаються в якісних, а не кількісних показниках, наприклад, підвищення якості послуг з тепlopостачання внаслідок реконструкції шкільних або дошкільних закладів, адже вартісне вираження даного ефекту пов'язане, наприклад, зі зменшенням витрат на охорону здоров'я та медичне обслуговування внаслідок зниження рівня захворюваності серед дітей шкільного та дошкільного віку, що навчаються у даних закладах, спричиненого переохолодженням і т.п. Визначення ефектів такого виду є складним, тому в більшості інвестиційних проектів не має вартісного виразу, що негативно впливає на відображенні реального ефекту від реалізації проекту.

Аналогічними є проблеми визначення екологічного ефекту, що на практиці зводиться до визначення єдиного показника – зміни кількості викидів шкідливих речовин у навколишнє природне середовище. Адже немає практичної можливості врахувати всі екологічні ефекти протягом життєвого циклу проекту. Наприклад, для проекту модернізації котельні з переведенням її на альтернативне паливо екологічний ефект починається зі зміни стану навколишнього природного середовища в місцях видобутку чи заготівлі природних ресурсів і закінчується утилізацією обладнання по завершенню терміну його експлуатації, створюючи низку змін екологічного характеру на кожній стадії життєвого циклу. Витрати на проведення такого дослідження можуть значно переважити розміри необхідних

інвестицій у реалізацію проекту, відтак практичну можливість такої деталізації екологічного ефекту у окремо взятому інвестиційному проекті варто відкинути. Проте вищесказане в сумі з потребою масштабної перебудови енергетичного комплексу, що спостерігається в Україні у зв'язку з економічною та політичною кон'юнктурою, дає підстави до пошуку способу оптимального підходу для отримання максимально можливого соціального та екологічного ефекту, досягнення якого можливе через координацію дій суб'єктів (підприємств, установ, органів виконавчої влади, соціальних інституцій тощо), які задіяні в процесі реформування енергетичного сектору, шляхом відкритого доступу до даних (що не є комерційною таємницею) енергоаудиту та інвестиційних проектів, розроблених на його основі, відповідним органам влади, що слугуватиме інформаційною базою для розробки комплексних програм розвитку суміжних галузей з максимізацією екологічного та соціального ефекту на рівні певних адміністративно-територіально одиниць, про що говорилося вище.

При спалюванні природного газу в атмосферу викидається оксид вуглецю CO_2 і оксид азоту NO_x . Величина викидів в атмосферу при виробленні 1 тис. кВт/год електроенергії визначається за даними в табл. 1.2.

Таблиця 1.2 – Величина викидів в атмосферу при виробленні 1 тис. кВт/год електроенергії

№з/п	Викиди	Величина викидів
1	Викиди твердих часток	4,4 кг/тис. кВт/год
2	Оксид вуглецю CO_2	0,5 кг/тис. кВт/год
3	Оксид азоту no_x	2,2 кг/тис. кВт/год
4	Оксид сірки SO_2	9,9 кг/тис. кВт/год

Величина зменшення викидів оксиду вуглецю CO_2 і оксиду азоту NO_x в атмосферу визначається за допомогою вимірів концентрації змісту їх у відхідних газах, з використанням газоаналізаторів [16]:

$$M_{\text{CO}_2} = h_{\text{CO}_2} \cdot \Delta Q_{\text{загг}}, \quad (1.9)$$

$$M_{\text{NO}_x} = h_{\text{NO}_x} \cdot \Delta Q_{\text{загг}}, \quad (1.10)$$

де $h_{\text{CO}_2}, h_{\text{NO}_x}$ – питомі викиди, відповідно, оксиду вуглецю та оксиду азоту, кг/тис. м³; $\Delta Q_{\text{загг}}$ – економія природного газу від впровадження енергозберігаючих заходів, м³/рік.

Величина зменшення викидів в атмосферу від економії електроенергії, кг:

$$M_{\text{вик}} = \sum_{i=1}^4 h_{\text{вик}i} \cdot \Delta W_{\text{зазелен}} \quad (1.11)$$

де $h_{\text{вик}i}$ – питомі викиди твердих часток, оксиду вуглецю, оксиду азоту, оксиду сірки, кг/тис.кВт/год; $\Delta W_{\text{зазелен}}$ – економія електроенергії від впровадження енергозберігаючих заходів, тис.кВт/год/рік.

Повертаючись до обґрунтування економічної ефективності інвестиційного проекту, доцільно запропонувати внесення альтернативних втрат у випадку, якщо проект не буде реалізовано, з подальшою оцінкою ефективності проекту на основі альтернативних втрат, як складової даного обґрунтування. Дане положення особливо актуальне для енергетичного сектору, адже ймовірність втрат внаслідок дорожчання енергетичних ресурсів чи їх відсутності є високою.

Сукупні альтернативні втрати пропонується розраховувати за формулою:

$$V_{\text{alt}} = \sum_{i=1}^n \frac{V_i}{(1+r)^i} \quad (1.12)$$

де V_{alt} – сукупний розмір альтернативних втрат; V_i – розмір альтернативних втрат за i -ю статтею; n – кількість статей втрат; r – ставка дисконтування.

При розрахунку даного показника варто враховувати втрати, які безпосередньо пов'язані з нереалізацією інвестиційного проекту, виключивши витрати, що об'єктивно виникають незалежно від того, чи буде реалізовано проект.

Оцінка ефективності проекту з урахуванням альтернативних втрат доцільно проводити в тих випадках, коли проект має сумнівну окупність, наприклад, заміна теплотраси потребує значних капіталовкладень, які можуть мати окупність у десятки років, відповідно з інвестиційної точки зору реалізація проекту є неефективною, проте втрати від нереалізації проекту перевищують необхідні капіталовкладення, таким чином доцільність реалізації проекту стає обґрунтованою.

Оцінити ефективність реалізації проекту з урахуванням альтернативних втрат можна шляхом перевірки рівності:

$$NPV \geq V_{alt} \quad (1.13)$$

Для підвищення ефективності інвестиційної діяльності деякі дослідники пропонують проводити експертизу ефективності інвестиційних проектів на стадії техніко-економічного обґрунтування [17]. Даний підхід може бути виправданий для перевірки інвестиційних проектів, що потребують залучення коштів державного чи місцевого бюджетів, проте механізм та критерії такої експертизи мають бути прозорими, зрозумілими та враховувати особливості галузі, до якої належить інвестиційний проект.

Однак у загальному випадку для підвищення інвестиційної діяльності необхідно здійснити незначні зміни у методиці економічного обґрунтування інвестиційних проектів та забезпечити кооперацію між розробниками інвестиційних проектів, у окремих галузях, зокрема, енергетиці, та відповідними органами влади з метою підвищення економічного, соціального та екологічного ефектів внаслідок інвестиційної діяльності.

До переліку показників кінцевої оцінки досягнення мети проекту відносяться наступні:

- зменшення енергоємності виробництва одиниці продукції (виконаних робіт, наданих послуг);
- зменшення втрат паливно-енергетичних ресурсів при виробленні одиниці продукції (виконаних робіт, наданих послуг);
- забезпечення економії бюджетних коштів (за умови дотримання відповідних вимог щодо охорони праці, санітарних норм та правил тощо) на утримання бюджетних установ, за рахунок запровадження відповідних заходів та проектів.

Приклад розрахунку економічної ефективності проекту з енергозбереження. Застосування типової методики економічного обґрунтування доцільності реалізації проекту проілюструємо на прикладі інвестиційного проекту по переведенню котельні на альтернативне паливо в одному з районних центрів Сумської області (розробленого кафедрою управління СумДУ). Загальна інформація про заходи, передбачені проектом:

1. Встановлення в існуючому приміщенні котельні двох твердопаливних котлів (розрахункова теплова потужність об'єкту після модернізації – 754 кВт)
2. Встановлення мережних та циркуляційних насосів
3. Облаштування проїзду до котельні та існуючих підземних пожежних резервуарів.
4. Прокладка водопроводу від існуючого колодязя із поліетиленових труб.
5. Проведення кабельного вводу від існуючої газової модульної котельні в електрощитову котельні, що проектується на твердопаливних котлах.
6. Встановлення закритого компенсатора об'єму і обладнання автоматичного підживлення системи з обладнанням для пом'якшення води.

Реалізація проекту потребує інвестицій в сумі 996,268 тис. грн., в т. ч.:

- будівельно-монтажні роботи - 547,037 тис. грн.
- устаткування – 226,727 тис. грн.
- інші витрати – 222,504 тис. грн.

Показники ефективності, розраховані за описаною вище методикою наведено в табл. 1.3, що містить перелік техніко-економічних показників проекту.

Чиста приведена вартість (NPV) проекту модернізації котельні становить:

$$NPV = \left(\frac{119,31}{(1+0,17)^0} + \frac{291}{(1+0,17)^1} + \dots + \frac{291}{(1+0,17)^{15}} \right) - (996,27) = 672,39 \text{ тис. грн.}$$

де 119,31 – економічний ефект за перший рік реалізації проекту (тис. грн.); 291 – доходи, отримувані щорічно, починаючи з 2 року реалізації проекту (тис. грн.); 0,17 – коефіцієнт дисконтування (дохідність альтернативного варіанту розміщення коштів – банківський депозит); 996,27 – капітальні інвестиції (тис. грн.).

Таблиця 1.3 – Основні техніко-економічні показники проекту

№	Найменування	Одиниці виміру	Значення
1	2	3	4
1	Технічні характеристики проекту	-	-
	Кількість котлів	шт.	2
	Установлена потужність твердопаливні котли	Гкал/година	0,77
	Приєднане теплове навантаження	Гкал/година	0,68
2	Експлуатаційні характеристики проекту	-	-
	Виробництво теплової енергії в рік	Гкал	3406,4
	Тариф на газ для бюджетних установ	грн/тис. м ³	3417
	Річна економія природного газу	тис. м ³ /рік	526
	Потреба в альтернативному паливі (дрова)	т/рік	1425,3
	Споживання електроенергії до модернізації	тис. кВт. год / рік	83,5

Продовження таблиці 1.3

№	Найменування	Одиниці виміру	Значення
	Споживання електроенергії після модернізації	тис. кВт. год / рік	69,8
	Обсяг заміщеного газу	т. м ³ / рік	526
	Вартість заміщеного газу	тис. грн./ рік	1241,796
3	Економічні характеристики проекту	-	-
	Строк життя проекту	років	15
	Строк реалізації проекту	-	2014 р.
	Капітальні витрати	тис. грн.	996,268
	Амортизаційна вартість	тис. грн.	959,4
	Річна амортизація передбачена інвестиційним проектом	тис. грн.	63,7
	Джерела фінансування	-	Держбюджет – 90%, місцевий бюджет – 10%.
	Економічний ефект при реалізації проекту	тис. грн./рік	291,00
4	Показники ефективності проекту	-	-
	Коефіцієнт дисконтування	%	17
	Термін окупності інвестицій	років	4 років 10 міс.
	Чиста приведена вартість	тис. грн.	672,39
	Індекс прибутковості	-	1,67
	Внутрішня норма рентабельності	-	0,51

Індекс прибутковості (PI) проекту складає:

$$PI = \frac{1668,66}{996,267} = 1,67$$

де 1668,66 – сума дисконтованих чистих вхідних потоків коштів (доходів) в тис. грн.

Внутрішня норма дохідності (*IRR*) для даного проекту розраховується за формулою:

$$IRR = 17 + 672,39(77 - 17) / (672,39 - (-499,105)) = 51,43$$

де 17 – величина ставки дисконту, при якій NPV позитивна; 77 – величина ставки дисконту, при якій NPV негативна; 672,39 – величина позитивної NPV при величині ставки дисконту 17%; -499,105 – величина негативної NPV при величині ставки дисконту 77%.

Для покриття інвестиційних витрат необхідно 4 роки та 216 днів (термін окупності).

Розрахунок екологічного ефекту було здійснено за загальноприйнятою методикою, описаною вище, шляхом визначення скорочення кількості викидів шкідливих речовин.

Окрім, того для даного об'єкту було визначено граничне значення реінвестування прибутків в реконструкцію (інвестування з інших джерел, – позичкових коштів), що визначається за формулою:

$$III = \frac{(V_1 - M_1 - aF_0) - (w_1 / w_0)(V_0 - M_0 - aF_0)}{a + 1/e} \quad (1.14)$$

$$e = \frac{(1+i)^T - 1}{i(1+i)^{T-1}} \quad (1.15)$$

де V_0 – доходи підприємства, на балансі якого знаходиться котельня, що модернізується, до реалізації інвестиційного проекту; V_1 – доходи підприємства, на балансі якого знаходиться котельня, що модернізується, після реалізації інвестиційного проекту; M_0 – матеріальні витрати без амортизації до реалізації

інвестиційного проекту; M_I – матеріальні витрати без амортизації після реалізації інвестиційного проекту; aF_0 – сума амортизаційних відрахувань; a – норма амортизаційних відрахувань; T – строк життєвого циклу проекту (в даному випадку - 15 років).

$$III = \frac{(1919,207 - 1244,458 - 137,71) - (9/9)(1919,207 - 1713,588 - 137,71)}{0,066 + 1/0,2217} = 2064 \text{ тис. грн} \quad (1.16)$$

$$e = \frac{(1 + 0,17)^{15} - 1}{0,17(1 + 0,17)^{15-1}} = 0,2217 \quad (1.17)$$

Значення показника III свідчить, що проект реконструкції є ефективним, оскільки фактичне значення капіталовкладень 996,268 тис. грн. є меншим від його граничного значення в сумі 2064 тис. грн.

Визначення розміру альтернативних втрат для даного проекту є неов'язковим у зв'язку з його прибутковістю.

Таким чином наведена вище методика забезпечує достатньо якісний підхід до аналізу доцільності та ефективності здійснення проектів у сфері енергозбереження та енергоефективності.

1.4 Відносна оцінка ефективності витрат на державне управління охороною навколишнього середовища в енергетиці

Як свідчать наукові дослідження, категорія «економічна безпека» є багатокомпонентним поняттям, тому її доцільно розглядати як суму окремих складових елементів, поєднання яких формує її загальний рівень. Відповідно, її характеризують такі компоненти, як енергетична безпека, фінансова, інвестиційна, інноваційна, соціальна, інформаційна та ін.

Цілком очевидно, що обмежуватися розглядом виключно економічних загроз при забезпеченні стійкого соціально-економічного розвитку регіону не можливо. Необхідно враховувати і інші загрози. При такому підході проблемне поле економічної безпеки суттєво розширюється за рахунок екологічних, гуманітарних, соціальних та інших детермінант стійкого економічного розвитку.

Як правило, екологічна безпека розглядається як стійкий стан соціо-еколого-економічної системи, за рахунок оптимізації господарської діяльності, що дозволяє запобігти негативного впливу на життєдіяльність людини і відображається в політико-правовій захищеності інтересів громадянина, суспільства та держави від негативної діяльності, яка є реальною загрозою здоров'ю людей і функціонуванню екосистем [18].

Важливим є питання щодо структури екологічної безпеки. На наш погляд основними елементами структури екологічної безпеки є: об'єкти, суб'єкти забезпечення екологічної безпеки, державна і регіональна екологічна політика, система заходів (інструментів) її реалізації. Коли мова йде про державу як політичний інститут то вона, на наш погляд, виступає колективним суб'єктом екологічної безпеки, займаючи особливе місце і відіграючи особливу роль в її забезпеченні.

В цьому відношенні актуальним є питання оцінки ефективності управлінських рішень на державному рівні щодо забезпечення екологічної безпеки.

В економічній теорії виділяють два основних підходи до забезпечення еколого-економічної безпеки регіону.

Відповідно до першого підходу проблема трактується як відхилення стану системи від встановлених норм і нормативів. Цей підхід є статичним, тому що він створює умови для закріплення деякого стану регіону (у тому числі економічного, техніко-технологічного, екологічного і т.д.), яке вважається безпечним.

Другий підхід пов'язаний з іншим розумінням проблеми – зі змінами потреб людей і економічних систем. Цей підхід за своїми ознаками є динамічним, тому

що процес зміни потреби є загальною причиною виходу соціо-еколого-економічної системи з рівноважного стану і пошуку нового стану рівноваги.

Очевидно, що категорія «еколого-економічна безпека» нерозривно пов'язана з категоріями національних потреб та національних інтересів.

Так, зокрема, в роботі [19] досліджуються питання ролі державноуправлінських механізмів у забезпеченні екологічної безпеки держави. Автор наголошує на необхідності суттєвого вдосконалення економічних, організаційних та інформаційних механізмів забезпечення екологічної безпеки держави.

Надзвичайно важливими, на наш погляд, є результати дослідження оприлюднені в роботі [20]. Автором розроблено науково-методичний підхід до формування організаційно-економічного механізму управління екологічною безпекою на засадах маркетингу. При цьому, запропоновано, як показник оцінки ефективності розробленого механізму, використовувати рівень екологічної безпеки регіону, співвіднесений із витратами на формування, підтримання функціонування та розвиток даного механізму. Такий підхід, на наш погляд, закладає підґрунтя дослідження ефективності управлінських витрат на забезпечення екологічної безпеки.

Забезпечення еколого-економічної безпеки регіону формулюється як визначення ефективного узагальненого вектора управління $U = \langle U^{екн}, U^{екл} \rangle$, який забезпечує досягнення мети G при заданому узагальненому еколого-економічному критерії K і обмеженнях Ω з урахуванням умов невизначеностей і ризиків. Змістовне наповнення категорії «еколого-економічна безпека» полягає в її позиціонуванні в системі безпеки як підсистеми, що поєднує в собі економічні і екологічні суб'єктно-об'єктні взаємодії, спрямовані на забезпечення сталого соціально-економічного розвитку суспільства. У рамках еколого-економічної безпеки ідентифікуються екологічно та соціально спрямовані дії інститутів влади як сукупність програмних установок сталого розвитку, що містять заходи

еколого-економічної політики, сегментовані за їх значимістю у ліквідаційній здатності усунути або знизити загрози безпеки країни в цілому та її регіонів.

При дослідженні умов забезпечення еколого-економічної безпеки головна увага приділяється дослідженню вектору забруднень $y^q = y^q(t)$ та впливу на нього двох головних змінних, – технологічних витрат та витрат на забезпечення виконання функцій державного управління в галузі охорони навколишнього середовища. При цьому останні розглядаються, перш за все, як фінансове забезпечення організаційно-управлінських функцій державних інститутів, які забезпечують нормативний рівень еколого-економічної безпеки регіону [21].

Економічний критерій в загальному вигляді можна задати як:

$$Z_o = (Z_{\text{вир}} + Z_{\text{упр}}) - S_y + Y \rightarrow \min, \quad (1.18)$$

де Z_o – витрати приведені до річної розмірності; $Z_{\text{вир}}$ – технологічні витрати; $Z_{\text{упр}}$ – витрати на управління в галузі охорони навколишнього середовища; S_y – вартість продукту утилізації, Y – збиток, нанесений викидами шкідливих речовин (по кожному інгредієнту).

При цьому екологічний критерій можна представити у вигляді:

$$Q(y, k, m, \tau) \rightarrow \min_{(\cdot) \in \Omega}, \quad (1.19)$$

де $Q(y, k, m, \tau) = \sum_{i=1}^n Q_i(y, k, m, \tau)$ – сумарна концентрація від всіх джерел забруднення; $Q_i(y, k, m, \tau)$ – концентрація від i -го джерела забруднення, (y, k, m, τ) – вектор технологічно-економічних змінних.

Таким чином, можна отримати еколого-економічний критерій як комбінацію у вигляді:

$$\langle Z_o, Q \rangle \rightarrow \min, \quad (1.20)$$

за умови $\Omega = \{y, k, m, \tau | Z_o(y, k, m, \tau) \leq Z_o^*, Q(y, k, m, \tau) \leq Q^*\}$,

де Z_o^* – максимально можливі витрати; Ω – область допустимих рішень; Q^* – гранично припустима концентрація забруднюючих речовин.

Враховуючи, що структурно до критерію (1.18) включаються технологічні витрати та витрати на управління в галузі охорони навколишнього середовища, з практичної точки зору важливою є оцінка відносної ефективності цих витрат щодо забезпечення умов (1.20).

Оцінка відносної ефективності технологічних витрат. З цією метою в роботі розглядається окремий промисловий (теплоенергетичний) об'єкт. З урахуванням критерію (1.20) досліджується взаємозалежність: яким чином змінюється показник приведенного навантаження на комплекс реципієнтів [22, с. 136-137] при зменшенні викидів із стаціонарних джерел на одну одиницю (тону) і на яке значення, при цьому, зростають технологічні витрати (табл. 1.4).

Таблиця 1.4 – Відносна зміна атмосфероохоронних витрат та приведенного навантаження

Зміна викидів	Зміна приведеного навантаження	Зміна витрат	Відносна зміна витрат	Відносна зміна приведеного навантаження
172,83	3,22	2280	1,00582	1,0216
171,83	3,15	2299	1,00585	1,04
170,83	3,03	2307	0,029%	1,8%

З практичної точки зору аналіз модельного об'єкту свідчить, що при зменшенні викидів на одну одиницю (тону) приведенне навантаження на комплекс реципієнтів зменшується на 1,8% відносно базового його значення. Таке зменшення забезпечується відповідним приростом технологічних витрат на 0,029% відносно базового значення. Це свідчить про високу економічну

ефективність додаткових атмосфероохоронних витрат. Цілком очевидно, що має місце мінімізація цільового еколого-економічного критерію $\langle Z_0, Q \rangle \rightarrow \min$.

Разом з тим, оцінка відносної ефективності технологічних витрат містить ряд суттєвих припущень. По-перше, співвідношення атмосфероохоронних витрат та рівня приведенного навантаження на комплекс реципієнтів приймається як середньогалузеве. Таке припущення може бути цілком прийнятним для макроекономічних розрахунків. По-друге, до критерію (1.18) включаються технологічні витрати та витрати на управління в галузі охорони навколишнього середовища. При цьому залишається не вирішеною проблема виділення і оцінювання ефективності управлінських витрат.

Виходячи із загальної моделі оцінювання ефективності управлінських витрат як відношення економічного ефекту до сумарних річних витрат на управління, пропонується результуючу складову розглядати як відповідне зниження рівня приведенного навантаження на комплекс реципієнтів, а витрати на державне управління приймати за офіційними статистичними даними (метод «витрати – випуск») в розрізі видів економічної діяльності в структурі проміжного споживання (табл. 1.5).

Відносний коефіцієнт ефективності природоохоронних управлінських витрат був розрахований як середньозважене значення середньогалузевого коефіцієнту ефективності природоохоронних витрат ($1,8/0,029 = 62,1$) за показником питомої ваги витрат на державне управління та з урахуванням витрат на охорону навколишнього природного середовища підприємствами, організаціями та установами в 2017 році 18490,7 млн. грн.

Значення відносного коефіцієнту ефективності природоохоронних управлінських витрат свідчить про високу їх ефективність у виробництві та розподіленні електроенергії, газу та води, роботі транспорту та зв'язку, в добувній промисловості.

Таблиця 1.5 – Відносний коефіцієнт ефективності природоохоронних управлінських витрат

Показники	Види економічної діяльності							
	Сільське господарство, мисливство, лісове господарство	Рибальство, рибництво	Добувна промисловість	Переробна промисловість	Виробництво та розподілення електроенергії, газу та води	Будівництво	Торгівля; ремонт автомобілів, побутових виробів та предметів особистого вжитку	Діяльність транспорту та зв'язку
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Проміжне споживання, млн. грн.	42272	457	20478	233760	18090	15548	23275	24903
Витрати на державне управління, млн. грн.	19	3	79	703	200	14	38	244
Питома вага витрат на державне управління, %	0,045	0,065	0,39	0,3	1,1	0,09	0,16	0,98
Відносний коефіцієнт ефективності природоохоронних управлінських витрат	1,0	1,5	8,7	6,7	24,5	2,0	3,6	21,8

При цьому, забезпечення екологічної безпеки полягає у дотриманні інтересів всіх агентів господарської діяльності, населення і ресурсно-екологічною витривалістю (асиміляційним потенціалом) території. Цілком очевидно, що високий коефіцієнт ефективності природоохоронних управлінських витрат свідчить про необхідність підвищення ролі і статусу державного управління в галузі охорони навколишнього середовища.

2 ДОСЛІДЖЕННЯ ВНУТРІШНІХ ТА ЗОВНІШНІХ ОБМЕЖЕНЬ МОДЕЛЮВАННЯ СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ТЕПЛОВОЇ І ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1 Стратегії оптимізації витрат на опалення

Проблеми раціонального витрачання паливно-енергетичних ресурсів є актуальними для багатьох країн світу, які відчують нестачу у власних енергоносіях. Як правило, у більшості економік, поряд з промисловістю (для промислово розвинених держав) і сільським господарством (для аграрних країн) сектор домогосподарств є одним з найбільш значущих споживачів енергії. Якщо для країн Півдня в цьому секторі найбільша питома вага споживання енергії може припадати на процеси кондиціонування, то для північних країн найбільші витрати пов'язані із забезпеченням процесів опалення домогосподарств.

Теплова енергія для обігріву житлових об'єктів може бути отримана з використанням різних технологій, що передбачають використання природного газу, вугілля, торфу, електроенергії (у т.ч. з поновлюваних джерел енергії) і таких альтернативних джерел тепла, як теплові насоси, геотермальна енергія і т. д. У зв'язку з цим, уряди північних країн розробляють і реалізують власні національні стратегії, що дозволяють максимально ефективно задіяти місцеві енергетичні ресурси і підвищити енергоефективність процесу опалення, оптимізувати витрати домогосподарств на них [23]. Реалізація таких стратегій підкріплюється системою державного стимулювання та регулювання використання домогосподарствами різних енергоносіїв, націлюючи цих суб'єктів господарювання на застосування найбільш перспективних з точки зору національної енергобезпеки енергоресурсів. Крім того, в останні десятиліття особливу увагу при розробці енергостратегії в розвинених державах приділяється питанням охорони навколишнього середовища, у зв'язку з чим стратегії передбачають розвиток та використання, поряд з традиційними, поновлюваних джерел енергії. Прикладами найбільш

популярних інструментів регулювання структури та обсягів енергоспоживання домогосподарств в цих країнах з метою екологізації процесів виробництва і споживання енергії є введення «зелених» тарифів і сертифікатів, квотування споживання і виробництва енергії з поновлюваних джерел, впровадження державних і місцевих програм підтримки розвитку локальних об'єктів «зеленої» енергогенерації, компенсації домогосподарствам частини витрат на установку енергоефективного обладнання з державного і місцевих бюджетів і т.д. [24]

Ефективність застосування зазначених мотиваційних механізмів в кінцевому підсумку визначається мікроекономічними енергостратегіями, що обираються домогосподарствами і формують в результаті сукупний попит на різні види енергоресурсів. Структура цього попиту і можливості його задоволення в рамках країни за рахунок власних енергетичних запасів визначає рівень національної енергетичної безпеки держави.

У даному розділі на прикладі типового українського домогосподарства досліджуються можливості оптимізації витрат господарюючого суб'єкта на опалення з і використанням різних можливостей, що надаються урядом в рамках економічного стимулювання підвищення енергоефективності та розвитку поновлюваних джерел енергії в країні, а також із застосуванням традиційних вичерпних джерел енергії, доступних в рамках існуючої системи енергопостачання.

Особливістю даного дослідження є те, що використовуючи комбінації різних видів доступних енергоресурсів, як відновлюваних, так і невідновних з урахуванням поточних цін на них, існуючих пілг на використання енергії та її виробництво домогосподарствами, інвестицій в енергетичне обладнання, вибудовується найбільш ефективна стратегія енергоспоживання для домогосподарства, і на цій основі оцінюється ефективність державної стимулюючої політики в цілому, окреслюючи її майбутні результати. Крім того, на підставі проведених розрахунків автори формують рекомендації для подальшого стимулювання розвитку та використання відновлюваних джерел енергії. Основний внесок даного дослідження в існуючу теорію і практику

енергетичного регулювання полягає в тому, що на цій підставі в подальшому можна створити методику побудови енергетичної стратегії для будь-якого домогосподарства і визначити, якою буде структура енергоспоживання в секторі домогосподарств при даному наборі інструментів державного економічного стимулювання енергетичних процесів, тобто яких результатів варто очікувати від проведеної державної енергетичної політики в житловому секторі. Отримані результати дослідження і пропозиції можуть стати серйозною підмогою для державних і місцевих органів влади в сфері реформування енергетичної системи країни в напрямі підвищення енергетичної безпеки територій та досягнення сталого розвитку.

Досліджуване типове домогосподарство є двоповерховим приватним будинком з опалювальною площею 200 м², розташований на північному сході України, в м Суми. Будинок підключений до мережі трифазного електро-, газопостачання, центрального водопроводу, а також має сонячну електростанцію встановленою потужністю 10 кВт, ліміт використання потужності електроенергії становить 10 кВт. Сонячні панелі встановлені стаціонарно на даху будинку і генерують електроенергію, що надходить в загальну електромережу і оплачується домогосподарству по «зеленому» тарифу [25;26]. Сонячна електростанція введена в дію в червні 2017 року, дохід домогосподарства від продажу згенерованої електроенергії за чинним «зеленим» тарифом [27] за вирахуванням податків (податок на додану вартість, прибутковий податок і військовий збір) становить на кінець червня 2018 року $D = 4,76125$ грн / кВт год (0,182 дол. США). Дах будинку з кутом скату 25°, напрямом - точно на південь. Генерація «зеленої» електроенергії по місяцях року представлена в табл. 2.1.

Динаміка споживання електроенергії в домогосподарстві також представлена в табл. 2.1. За умовами договору з місцевою енергокомпанією, надлишок згенерованої «зеленої» електроенергії, неспожитий домогосподарством, надходить у загальну енергомережу і оплачується домогосподарству по «зеленому» тарифу. У разі дефіциту електроенергії власного виробництва, домогосподарство купує електроенергію у місцевої енергокомпанії

за встановленим двозонним тарифом (в будинку встановлений двозонний прилад обліку електроенергії): з 23.00 до 7.00 - до вартості електроенергії застосовується понижуючий коефіцієнт в розмірі 0,5, з 7.00 до 23.00 - оплата йде за повним тарифом [28].

Таблиця 2.1 - Показники енерговиробництва і енергоспоживання домогосподарства по місяцях року

Місяць	Генерація електроенергії, кВт · год	Середнє споживання електроенергії, кВт · год	Обсяг продажу «зеленої» електроенергії в мережу, кВт · год	Дохід від продажу «зеленої» електроенергії в мережу, грн / дол. США
1	2	3	4 = 2 - 3	5 = 4 × Д
Січень	61	170	0	0
Лютий	128	170	0	0
Березень	268	170	98	466,60 / 17,82
Квітень	1520	170	1350	6427,69 / 245,43
Травень	1420	130	1 290	6142,01 / 234,52
Червень	1415	130	1285	6118,21 / 233,62
Липень	1136	130	1006	4789,82 / 182,89
Серпень	1436	130	1306	6218,19 / 237,43
Вересень	1127	170	957	4556,52 / 173,98
Жовтень	343	170	173	823,70 / 31,45
Листопад	132	170	0	0
Грудень	54	170	0	0
Всього за рік	9040	1880	7465	35542,73 / 1357,15

Джерело: дані емпіричних досліджень

Для опалення будинку в холодну пору року використовується газовий котел тепловою потужністю 15 кВт. Опалювальний період триває 187 діб - з середини жовтня по середину квітня. Дана будівля має утеплені огорожувальні конструкції (кладка керамічної цегли товщиною 520 мм, штукатурка товщиною 10 мм, утеплювач мінеральна вата товщиною 50 мм, облицювання по типу «вентильований фасад» сайдингом).

При існуючому тарифі на газ для населення в розмірі 6,9579 грн/ м³ (0,266 дол. США) [29], витрати домогосподарства тільки на опалення за сезон складають (при витраті газу 2317 м³) 16121,45 грн (615,58 дол. США). Середнє споживання газу на інші побутові потреби становить 27 м³/ місяць, тобто 27 м³×12 місяців = 324 м³ на рік або 324 м³ × 6,9579 грн / м³ = 2254,36 грн (86,08 дол. США) у вартісному еквіваленті. Домогосподарство не отримує державні субсидії на оплату комунальних послуг.

З урахуванням доходів, що надходять від продажу згенерованої електроенергії за «зеленим» тарифом, домогосподарство має можливість покрити всі свої витрати на використання газу і електроенергії за рік, при цьому чистий дохід, що залишається в його розпорядженні, становить 35542,73 - 16121,45 - 2254,36 = 17166,92 грн (655,50 дол. США) або 48,3% від доходу внаслідок продажу електроенергії за «зеленим» тарифом.

В умовах північного сходу України найбільш доступні варіанти опалення будинку передбачають використання таких енергетичних ресурсів: 1) природного газу, 2) електроенергії (в тому числі тієї, що генерується домогосподарством); 3) низькопотенційної енергії навколишнього середовища із застосуванням теплового насоса; 4) твердого деревного палива, а також комбінацій цих ресурсів. Використання інших поновлюваних джерел енергії в домогосподарстві, як, наприклад, енергії вітру, геотермальної енергії, енергії припливів і відливів, гідроенергії недоцільно в зв'язку з відсутністю сприятливих природних умов. Високопотові види палива, такі як торф і кам'яне вугілля, в даний час не знаходять широкого застосування в регіоні з огляду на їх високу вартість у

порівнянні з названими вище варіантом опалення та складності автоматизації підтримки процесів горіння в індивідуальних топкових.

Можливі варіанти опалення будинку: електроопалення.

В рамках діючої державної програми з підвищення енергоефективності національної економіки у домогосподарства є можливість отримати державну компенсацію для придбання електродкотла, використовуваного для опалення будинку, в розмірі 20% (для одержувачів субсидій на оплату комунальних послуг - 35%) від його вартості [30]. Необхідна встановлена потужність електродкотла становить 10 кВт. Для установки електродкотла необхідно отримати дозвіл від місцевої енергокомпанії на ліміт годинного енергоспоживання в розмірі не менше 10 кВт.

У разі установки електродкотла домогосподарство отримує місячний ліміт в 3000 кВт год (в період з 1 жовтня по 30 квітня) для використання його на цілі опалення за пільговим тарифом 0,9 грн / кВт год (0,034 дол. США) з 7.00 до 23.00, в нічний час - з 23.00 до 7.00 - за пільговим тарифом у розмірі 0,45 грн / кВт · год (0,017 дол. США) (з урахуванням понижуючого зонного коефіцієнта) [28]. Понад ліміту оплата за спожиту електроенергію проводиться за діючими підвищеними тарифами - 1,68 грн/кВт год (0,064 дол. США) [28].

Обрана встановлена потужність електродкотла розрахована, виходячи з фактичного питомої максимального теплоспоживання в 50 Вт/м² для обігріву розглянутого будівлі. Таким чином, при максимальному теплоспоживанні вартість спожитої теплової енергії за добу складе:

- з 23.00 до 7.00 за тарифом 0,45 грн / кВт год: $10 \text{ кВт} \times 8 \text{ годин} \times 0,45 \text{ грн / кВт} \cdot \text{год} = 36 \text{ грн / добу}$ (1,37 дол. США),

- з 7.00 до 23.00 за тарифом 0,90 грн / кВт · год: $10 \text{ кВт} \times 16 \text{ годин} \times 0,90 \text{ грн / кВт} \cdot \text{год} = 144 \text{ грн / добу}$ (5,50 дол. США), тобто сумарне добове споживання складе 240 кВт год або 180 грн (6,87 дол. США) в вартісному вираженні. При такому використанні електроенергії виділеного ліміту в 3000 кВт год вистачає на $3000 \text{ кВт год} / 240 \text{ кВт год} = 12,5$ діб. Плата за електроопалення в решту 17,5 діб (з розрахунку 30 днів у місяці) буде розраховуватися за існуючими тарифами на

електроенергію, використану понад ліміт. Таким чином, в даних умовах застосування електроопалення доцільно тільки в нічний час (з 23.00 до 7.00): за пільговим тарифом в 0,45 грн/кВт · год ліміту в 3000 кВт · год вистачить на $3000 \text{ кВт} \cdot \text{год} / 80 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 37,5$ діб, тобто ще з запасом.

Можливі варіанти опалення будинку: комбіноване опалення газом і електроенергією.

Обґрунтувавши економічну доцільність опалення будинку в нічний період з використанням електродкотла, порівняємо альтернативну вартість 1 кВт · год на опалення в різний час доби при використанні електроенергії та еквівалентної кількості природного газу. Виходячи з того, що 1 м^3 газу по своїй теплотворній здатності в середньому еквівалентний 9,3 кВт · год електроенергії [31], вартість 1 кВт · год теплової енергії при використанні природного газу складе $6,9579 / 9,3 = 0,7482$ грн / кВт · год (0,029 дол. США).

У нічний період різниця у вартості 1 кВт · год при альтернативному використанні електроенергії та природного газу складе $0,7482 - 0,45 = 0,2982$ грн/кВт · год (0,011 дол. США) на користь використання електроопалення; в денний період: $0,9 - 0,7482 = 0,1518$ грн / кВт · год (0,006 дол. США) на користь газового опалення. Тоді оптимальна стратегія домогосподарства по оптимізації своїх витрат на опалення протягом доби з використанням комбінації двох розглянутих енергоресурсів буде мати вигляд:

- з 23.00 до 7.00 використання електроопалення за тарифом 0,45 грн/кВт · год: $10 \text{ кВт} \times 8 \text{ годин} \times 0,45 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год} = 36 \text{ грн} / \text{добу}$ (1,38 дол. США);

- з 7.00 до 23.00 використання газового опалення по тарифу 6,9579 грн/м³ або 0,7484 грн/кВт · год: $10 \text{ кВт} \times 16 \text{ годин} \times 0,7482 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год} = 119,71 \text{ грн/добу}$ (4,57 дол. США); тобто сумарне добове споживання складе ті ж 240 кВт · год, але витрати складуть $36 + 119,71 = 155,71 \text{ грн}$ (5,95 дол. США). Таким чином, економія коштів при комбінованому використанні двох видів енергоресурсів складе $180 - 155,71 = 24,29 \text{ грн/добу}$ (0,93 дол. США) або $24,29 \text{ грн} / \text{добу} \times 187 \text{ діб} = 4543,01 \text{ грн}$ (173,47 дол. США) за весь опалювальний сезон.

Нагадаємо, що для установки і використання електродкотла необхідно заплатити місцевій енергокомпанії за ліміт приєднаної потужності. У даному випадку це 10 кВт. Однак, цих додаткових витрат можна уникнути, скориставшись вже наявними лімітом на установку дахової сонячної електростанції.

Згідно з графіком генерації «зеленої» електроенергії (див. табл. 2.1) домогосподарством, протягом опалювального періоду чотири місяці (листопад, грудень, січень і лютий) є «провальними» з точки зору генерації електроенергії, тому що обсяги її генерації нижче обсягів споживання. Виходячи з цього, втрата доходу домогосподарства від продажу електроенергії за «зеленим» тарифом складе: $1000 \text{ кВт год} \times 4,76125 \text{ грн / кВт} \cdot \text{год} = 7717,99 \text{ грн / сезон}$ (294,70 дол. США), де $1621 \text{ кВт год} = 173 \text{ кВт год (жовтень)} + 98 \text{ кВт год (березень)} + 1350 \text{ кВт год (квітень)}$ (див. табл. 2.1).

У разі комбінованого опалення будинку газом і електроенергією (з урахуванням щомісячного ліміту в 3000 кВт год) використання електродкотла забезпечує наступну економію коштів протягом опалювального сезону: $24,29 \times 187 \text{ діб} = 4543,01 \text{ грн}$ (173,47 дол. США). Однак, з урахуванням упущеної вигоди від продажу «зеленої» електроенергії підсумкова економія перетворюється в збиток: $4543,01 - 7717,99 = - 3174,98 \text{ грн / сезон}$ (121,23 дол. США) внаслідок використання електродкотла у квітні місяці. Таким чином, при такому графіку роботи електродкотла його придбання і використання в опалювальний період при роботі сонячної електростанції стає нерентабельним.

Однак якщо виключити роботу електродкотла в квітні місяці, скориставшись тільки газовим опаленням, втрата доходу домогосподарства від продажу електроенергії за «зеленим» тарифом складе: $271 \text{ кВт год} \times 4,76125 \text{ грн / кВт год} = 1290,3 \text{ грн / сезон}$ (49,27 дол. США), де $271 \text{ кВт год} = 173 \text{ кВт год (жовтень)} + 98 \text{ кВт год (березень)}$. При цьому витрати на використання електродкотла за опалювальний сезон знизяться на $36 \text{ грн / добу} \times 15 \text{ діб} = 540 \text{ грн}$ (20,62 дол. США), а на газове опалення зростуть на $10 \text{ кВт} \times 8 \text{ годин} \times 0,7482 \text{ грн/кВт год} \times 15 \text{ діб} = 897,84 \text{ грн}$ (34,28 дол. США). Виходячи з цього, економія

домогосподарства на теплопостачання (без урахування упущеної вигоди) за сезон складе $4543,01 - (897,84 - 540) = 4185,17$ грн (159,81 дол. США), що на 25,96% менше, ніж при використанні тільки газового опалення.

З урахуванням упущеної вигоди від продажу «зеленої» електроенергії підсумкова економія складе: $4185,17 - 1290,3 = 2894,87$ грн/сезон (110,54 дол. США). Таким чином, для оцінки ефективності використання електроопалення в нічний період доби протягом опалювального сезону (крім квітня місяця) доцільно використовувати величину економії в 2894,87 грн (110,54 дол. США).

З огляду на вартість електрокотла (в середньому 12000 грн (460 дол. США)) і витрати на його монтаж (20% вартості або 2400 грн (92 дол. США)) [32; 33], недисконтований термін окупності котла складе $(12000 + 2400) / 2894,87 = 4,97$ року. З урахуванням дисконтування (приймаючи в якості норми дисконтування ставку за кредитом, отриманим для покупки і установки котла, - 17,5% в рамках державної програми енергоефективності, а також 20% державну компенсацію вартості електрокотла) дисконтований термін його окупності складе 8 років, що менше терміну його нормативної служби (в середньому 10 років) [32].

Таким чином, в рамках існуючої тарифної політики держави на енергоносії дана комбінована стратегія дозволяє знизити загальні витрати на опалення будинку за сезон на $2894,87 / 16121,45 \times 100\% = 17,96\%$ в порівнянні з базовим варіантом газового опалення.

З урахуванням доходів, одержуваних від продажу згенерованої електроенергії за «зеленим» тарифом, домогосподарство має можливість покрити всі свої витрати на використання газу і електроенергії за рік, при цьому чистий дохід, що залишається в його розпорядженні, становить $35542,73 - 16121,45 - 2254,36 + 2894,87 = 20061,8$ грн (766,03 дол. США) або 56,44% від доходу внаслідок продажу електроенергії за «зеленим» тарифом (без урахування капітальних витрат на придбання і установку електрокотла).

Можливі варіанти опалення будинку: комбіноване опалення газом і тепловим насосом.

В останні роки на українському ринку опалювального обладнання виробники та дилери пропонують споживачеві скористатися для цілей опалення будівель тепловими насосами, які використовують низькопотенційну теплову енергію навколишнього середовища і, задіюючи електричну енергію, піднімають її потенціал до рівня, необхідного для застосування в системах опалення. При цьому пропонуються різні варіанти джерел енергії: 1) тепло Землі; 2) тепло води річок і озер; 3) тепло атмосферного повітря [34; 35; 36; 37; 38; 39; 40; 41; 42].

Системи, що використовують тепло річок і озер, з точки зору енергетичного потенціалу є найбільш привабливими, але, на жаль, у багатьох випадках організації опалення річки і озера поблизу відсутні. Тепло Землі використовувати найчастіше також проблематично через високу вартість допоміжного обладнання та можливих несприятливих екологічних наслідків [34; 37; 35; 38]. Для застосування в містах найбільш доцільними є системи «повітря-вода», які відбирають атмосферне тепло і з його допомогою нагрівають теплоносії системи опалення будівлі.

Однак, існуючі системи опалення типу «повітря-вода» мають економічно прийнятний коефіцієнт перетворення енергії середній за опалювальний сезон на рівні 2,4 ($COP = 2,4$), що підтверджується результатами наших емпіричних досліджень і даними публікацій [34; 37; 38; 43; 39; 40; 41]. При цьому максимально досяжна температура теплоносія при даному значенні COP становить $+ 40^{\circ} C$. Природно, що такі системи доцільно встановлювати в утеплених будівлях без додаткової модернізації мережі опалення та використовувати при температурах навколишнього повітря до $-7^{\circ} C$, оптимально - до $-5^{\circ} C$. При подальшому зниженні температури зовнішнього повітря фізика процесу опалення стає аналогічною електричному котлу, тобто теплота з навколишнього повітря практично не використовується і COP стає рівним 1. Виходячи з цього, розглянемо можливості застосування теплового насоса системи «повітря-вода» для досліджуваної будівлі.

Температурний режим зовнішнього повітря в період опалювального сезону для північного сходу України, м Суми, характеризується наступними

параметрами. Із 187 діб опалювального сезону 60 діб мають середньодобову температуру навколишнього повітря нижче -5°C ; протягом 127 діб температура зовнішнього повітря в середньому становить близько -1°C і вище. З урахуванням цих кліматичних умов і технічних характеристик пропонованих на ринку теплових насосів [39; 40; 41; 42] для наших розрахунків доцільно вжити такі періоди роботи комбінованої системи опалення «тепловий насос - газовий котел»: 60 діб - робота тільки газового котла, 127 діб - лише теплового насоса.

Беручи $\text{COP} = 2,4$, витрата електроенергії на опалення тепловим насосом встановленої теплової потужності 10 кВт складе за 1 годину: $10 \text{ кВт} / 2,4 = 4,17 \text{ кВт}$. Як і у випадку з електрокотлом, при установці теплового насоса домогосподарство отримує місячний ліміт в 3000 кВт · год (в період з 1 жовтня по 30 квітня) для використання його на цілі опалення за пільговими тарифами (денному і нічному при двозонному тарифу). Понад ліміту оплата за спожиту електроенергію проводиться за діючими підвищеними цінами [28].

Використовуючи двозонний тариф, в нічний час з 23.00 до 7.00 вартість спожитої електроенергії для потреб опалення складе $4,17 \text{ кВт} \times 8 \text{ годин} \times 0,45 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год} = 15 \text{ грн}$ (0,57 дол. США); з 7.00 до 23.00 - $4,17 \text{ кВт} \times 16 \text{ годин} \times 0,9 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год} = 60 \text{ грн}$ (2,29 дол. США). Вартість добового споживання електроенергії в такому режимі складе $15 + 60 = 75 \text{ грн}$ (2,86 дол. США). За добу буде використано $4,17 \text{ кВт} \cdot \text{год} \times 24 \text{ години} = 100 \text{ кВт} \cdot \text{год}$; за місяць - $100 \text{ кВт} \cdot \text{год} \times 30 \text{ днів} = 3000 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, тобто точно в рамках відведеного ліміту в 3000 кВт · год. Таким чином, за 127 діб роботи теплового насоса витрати на опалення будинку складуть $75 \text{ грн} \times 127 \text{ діб} = 9525 \text{ грн}$ (363,70 дол. США) за опалювальний сезон в період роботи теплового насоса.

Як вказувалося вище, витрати домогосподарства на опалення тільки газовим котлом за опалювальний сезон становлять (при витраті газу 2317 м^3) 16121,45 грн (615,58 дол. США). При застосуванні газового котла протягом 60 діб опалювального сезону, коли температура зовнішнього повітря нижче -5°C , середньодобове споживання газу становить, згідно з даними емпіричних досліджень, близько 15 м^3 , що за сезон складе $15 \text{ м}^3 \times 60 \text{ діб} = 900 \text{ м}^3$. Вартість

спожитого газу при цьому складе $900 \text{ м}^3 \times 6,9579 \text{ грн} / \text{м}^3 = 6262,11 \text{ грн}$ (239,11 дол. США). Загальні витрати на опалення при комбінованому використанні теплового насоса і газового котла за сезон становитимуть $9525 \text{ грн} + 6262,11 \text{ грн} = 15787,11 \text{ грн}$ (602,81 дол. США).

Таким чином, економія коштів при комбінованому застосованні двох розглянутих видів енергоресурсів у порівнянні з лише газовим опаленням складе $16121,45 \text{ грн} - 15787,11 \text{ грн} = 334,34 \text{ грн}$ (12,77 дол. США) або $334,34 / 16121,45 \times 100\% = 2,07\%$.

Нагадаємо, що для установки і використання теплового насоса необхідно заплатити до місцевої енергокомпанії за ліміт приєднаної потужності. В даному випадку це 4,2 кВт. Однак, цих додаткових затрат можна уникнути, скориставшись вже наявними лімітом на установку дахової сонячної електростанції.

Аналогічно п. 4.2, для мінімізації втрат, пов'язаних з упущеною вигодою від генерації та продажу електроенергії за «зеленим» тарифом, доцільно використовувати газове опалення замість теплового насоса в квітні місяці. З огляду на, що в цей період середньодобові температури вище -5°C , заміна теплового насоса на газовий котел для цілей опалення зумовить скорочення витрат на електроенергію в квітні місяці на $75 \text{ грн} \times 15 \text{ діб} = 1125 \text{ грн}$ (42,96 дол. США), але збільшить витрати на газове опалення. При цьому витрата газу на добу складе $15 \text{ м}^3 / 2,1 = 7,14 \text{ м}^3$, де 2,1 - значення коефіцієнта, що враховує зміну витрати газу на опалення при температурах -3°C і вище [44], а витрати на газове опалення за квітень місяць: $7,14 \text{ м}^3 \times 15 \text{ діб} \times 6,9579 \text{ грн} / \text{м}^3 = 745,49 \text{ грн}$ (28,47 дол. США). Таким чином, економія домогосподарства на теплопостачання (без урахування упущеної вигоди) за сезон складе $334,34 - (745,49 - 1125) = 713,85 \text{ грн}$ (27,26 дол. США), що на 4,43% менше, ніж при використанні тільки газового опалення.

З урахуванням упущеної вигоди від продажу «зеленої» електроенергії підсумкова економія перейде в збиток: $713,85 - 1290,3 = -576,45 \text{ грн} / \text{сезон}$ (-22,01 дол. США). Таким чином, комбіноване використання теплового насоса і газового

котла згідно із зазначеним графіком протягом опалювального сезону, навіть із застосуванням газового опалення в квітні місяці і урахуванням упущеної вигоди від продажу «зеленої» електроенергії характеризується більш високими витратами в порівнянні з тільки газовим опаленням, в зв'язку з чим розрахунок термінів окупності теплового насоса втрачає економічний сенс.

Оскільки саме облік упущеної вигоди обумовлює збитковість варіанту комбінованого опалення будівлі тепловим насосом і газовим котлом, розрахуємо терміни окупності теплового насоса без урахування упущеної вигоди на основі суми розрахованої економії в 713,85 грн (27,26 дол. США), нехтуючи додатковими затратами на оплату приєднаної потужності в 4,2 кВт. З огляду на вартість теплового насоса (в середньому 105000 грн (4000 дол. США)) [39; 40; 41; 42] і витрати на його монтаж (20% вартості або 21000 грн (800 дол. США)), недисконтований термін окупності складе $(105000 + 21000) / 713,85 = 176,5$ років. З урахуванням дисконтування (приймаючи в якості норми дисконтування ставку за кредитом, отриманим для покупки і установки котла, - 17,5% в рамках державної програми енергоефективності, а також 20% державну компенсацію вартості електрокотла) дисконтований термін його окупності перевищить 200 років, що є економічно і технічно неприйнятним, оскільки термін служби теплового насоса не перевищує 20 років [39; 40; 41; 42], тобто капітальні витрати в тепловий насос не окупаються.

З урахуванням доходів, одержуваних від продажу згенерованої електроенергії за «зеленим» тарифом, домогосподарство все ще має можливість покрити всі свої витрати на використання газу і електроенергії за рік, однак чистий дохід, що залишається в його розпорядженні, знизиться в порівнянні з базовим варіантом тільки газового опалення і складе $35542,73 - 16121,45 - 2254,36 - 576,45 = 16590,47$ грн (633,49 дол. США) або 46,67% від доходу внаслідок продажу електроенергії за «зеленим» тарифом (без урахування капітальних витрат на придбання та установку теплового насоса).

Таким чином, в рамках існуючої тарифної політики держави на енергоносії і доступних споживачеві моделей теплових насосів на ринку дана комбінована

стратегія не дозволяє знизити загальні витрати на опалення будинку за опалювальний сезон в порівнянні з базовим варіантом газового опалення та роботою дахової сонячної електростанції.

Варіанти опалення будинку: опалення твердим паливом (деревні пелети).

Ще однією можливістю організації опалення будинку є застосування твердопаливного котла, в якому в якості палива використовуються дрова, деревні пелети і брикети. З точки зору автоматизації процесу функціонування котельного обладнання, використання дров і брикетів проблематично у зв'язку з високою часткою ручної праці, на відміну від спалювання деревних пеллет. У разі застосування останніх, процеси дозування палива в камері згоряння і його транспортування легко автоматизуються. Однак, одна з проблем, яка може виникати, - це періодична завантаження приймального бункера (в сучасних конструкціях котлів вона проводиться вручну з періодичністю приблизно в 40 годин). Крім того, необхідно додатково передбачити приміщення для зберігання достатнього запасу пелет з певними показниками мікроклімату (температура і вологість). Мінімальна відстань доставки деревних пеллет від виробника до споживача є додатковим фактором, що свідчить про доцільність використання пелет в північно-східному регіоні України. Ринкова вартість 1 т деревних пеллет коливається в діапазоні 2800-3000 грн (107-115 дол. США) [45].

При роботі твердопаливного котла використовується електрична енергія і пелети. В даному дослідженні розглядається котел Данко 17 ТИМ (виробник: Україна [46]) встановленою потужністю 17 кВт з накопичувальним бункером, що працює цілодобово. ККД твердопаливного котла становить 90%, вартість котла (з монтажними роботами) - 55224 грн (2110 дол. США), нормативний термін служби - 20 років [46].

При встановленій потужності електроустаткування котла 260 Вт добове споживання електроенергії становить $0,26 \text{ кВт} \times 24 \text{ години} = 6,24 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, місячне: $6,24 \text{ кВт} \cdot \text{год} \times 30 \text{ діб} = 187,2 \text{ кВт} \cdot \text{год}$, за опалювальний сезон: $6,24 \text{ кВт} \cdot \text{год} \times 187 \text{ діб} = 1166,88 \text{ кВт} \cdot \text{год}$. Оскільки для твердопаливного котла ліміт в 3000 кВт · год не передбачається в рамках діючої нормативної бази, добові

витрати домогосподарства на електроенергію, пов'язані з роботою котла, з урахуванням двозонного тарифу складуть: з 23.00 до 7.00 - $0,26 \text{ кВт} \times 8 \text{ годин} \times (1,68 \times 0,5) \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год} = 1,75 \text{ грн} (0,07 \text{ дол. США})$; з 7.00 до 23.00 - $0,26 \text{ кВт} \times 16 \text{ годин} \times 1,68 \text{ грн} / \text{кВт} \cdot \text{год} = 6,99 \text{ грн} (0,27 \text{ дол. США})$, тобто $1,75 + 6,99 = 8,74 \text{ грн} / \text{добу} (0,33 \text{ дол. США})$. Місячні витрати складуть $8,74 \text{ грн} / \text{добу} \times 30 \text{ діб} = 262,08 \text{ грн} (10,01 \text{ дол. США})$, за опалювальний сезон: $8,74 \text{ грн} / \text{добу} \times 187 \text{ діб} = 1633,63 \text{ грн} (62,38 \text{ дол. США})$.

Питома теплота згоряння пелет становить $17,17 \text{ МДж} / \text{кг}$, природного газу - $33,5 \text{ МДж} [31]$. Таким чином, кількість пелет, еквівалентна спалюванню 1 м^3 газу з урахуванням ККД твердопаливного котла, становить $33,5 \text{ МДж} / 17,17 \text{ МДж} / 0,9 = 2,17 \text{ кг}$. З огляду на, що обсяг природного газу, використаного за опалювальний сезон, досягає 2317 м^3 , необхідну кількість пелет складе $2,17 \text{ кг} / \text{м}^3 \times 2317 \text{ м}^3 = 5022,94 \text{ кг}$, а у вартісному вираженні - $5022,94 \text{ кг} \times 3000 \text{ грн} / \text{т} = 15068,82 \text{ грн} (575,38 \text{ дол. США})$ за опалювальний сезон без урахування транспортних витрат.

Сумарні витрати на паливо і електроенергію для роботи котла (без урахування транспортних витрат) складуть за сезон: $1633,63 + 15068,82 = 16702,45 \text{ грн} (637,76 \text{ дол. США})$. Вартість транспортних витрат (мінімум 2 поставки за сезон) складе $2 \times 800 \text{ грн} = 1600 \text{ грн} (61,09 \text{ дол. США})$. Таким чином, підсумкові витрати по використанню твердопаливного котла складуть $16702,45 + 1600 = 18302,45 \text{ грн} (698,86 \text{ дол. США})$ (без урахування витрат на обслуговування котла, яке може виконуватися домогосподарством самостійно). Порівнюючи ці витрати з базовим варіантом газового опалення, вартість опалення будинку пелетами перевершує витрати на газове опалення на $18302,45 - 16121,45 = 2181 \text{ грн} (83,28 \text{ дол. США})$ або на $13,53\%$ (без урахування плати за приєднану потужність).

Розрахуємо закупівельну ціну на пелети, при якій поточні витрати на опалення із застосуванням твердопаливного котла будуть еквівалентні витратам на газове опалення: $(16121,45 - 1633,63 - 1600) \text{ грн} / 5022,94 \text{ кг} = 2565,79 \text{ грн} / \text{т} (97,97 \text{ дол. США})$. З огляду на капітальні витрати на покупку і монтаж

твердопаливного котла (без урахування дисконтування), а також термін його нормативної служби, зазначена ціна повинна бути скоригована з урахуванням цих витрат: $(16121,45 - 1633,63 - 1600 - 55224/20)$ грн / $5,02294$ т = $2016,07$ грн / т ($76,98$ дол. США), тобто як мінімум на 28-33% нижче в порівнянні з існуючою. З урахуванням дисконтування грошових потоків ціна на пелети повинна бути в 7-8 разів нижче поточної.

Таким чином, використовувати деревні пелети для опалення будинку з придбанням і установкою твердопаливного котла в порівнянні з базовим варіантом при поточних цінах на пелети (при їх теплотворної здатності не менше $17,17$ МДж/кг) і котельне обладнання нерентабельно, так як такі вкладення не окупаються. При обліку упущеної вигоди від продажу виробленої домогосподарством електроенергії за «зеленим» тарифом ситуація зі збитковістю твердопаливного котла зберігається, при цьому збитки від використання протягом всього опалювального сезону тільки твердопаливного котла зростають до $-2181 - 7717,99 = -9898,99$ грн / сезон ($-377,98$ дол. США). З урахуванням доходів, одержуваних від продажу згенерованої електроенергії за «зеленим» тарифом в інші місяці року, домогосподарство все ще має можливість покрити всі свої витрати на використання твердого палива, газу на побутові потреби і електроенергію за рік, однак чистий дохід, що залишається в його розпорядженні, істотно знижується в порівнянні з базовим варіантом тільки газового опалення і становить $35542,73 - 16121,45 - 2254,36 - 9898,99 = 7267,93$ грн ($277,52$ дол. США) або 20,45% від доходу внаслідок продажу електроенергії за «зеленим» тарифом (без урахування капітальних витрат на придбання і установку твердопаливного котла).

Авторами виконано економічне обґрунтування різних варіантів енергетичних стратегій для типового українського домогосподарства з метою мінімізації витрат цього господарюючого суб'єкта на опалення протягом усього опалювального сезону, а саме:

- 1) базового варіанту тільки газового опалення;
- 2) комбінованого опалення газовим і електричним котлом;

- 3) комбінованого опалення газовим котлом і тепловим насосом;
- 4) опалення твердопаливним котлом (на деревних пеллетах).

Особливістю проведених розрахунків стало те, що домогосподарство використовує двозонний тариф на споживану електроенергію. Крім того, на даху будинку встановлена сонячна електростанція, яка генерує електроенергію, що продається власником місцевої енергокомпанії за «зеленим» тарифом. Це джерело доходу, як і двозонний тариф, значно впливає на вибір оптимальної стратегії домогосподарства по мінімізації своїх витрат на опалення (табл. 2.2). Помітну роль також відіграє величина капітальних вкладень за варіантами.

Порівняння результатів виконаних розрахунків показує, що при оснащенні системи опалення індивідуального будинку в кліматичних умовах північного сходу України (м. Суми) газовим і електричним котлами, використанні домогосподарством двуставочного тарифу на електроенергію, доцільно застосовувати комбіноване опалення за наступним графіком: з 23.00 до 7.00 - робота електрокотла, з 7.00 до 23.00 - газового котла. У цьому випадку загальні витрати на опалення за сезон в порівнянні з базовим варіантом використання тільки газового опалення знижуються на 28,18 %. Електрокотел можна використовувати протягом всього опалювального сезону. Простий термін окупності установки становить близько 5 років, дисконтований термін окупності з урахуванням компенсації, виплачуваної державою на придбання цього енергетичного обладнання, становить 8 років, що при нормативному терміні служби котла в 10 років дозволяє повністю окупити додаткові капітальні вкладення.

У разі експлуатації в домогосподарстві дахової сонячної електростанції, яка генерує електроенергію, що продається домогосподарством місцевій енергокомпанії за «зеленим» тарифом, стратегія використання електрокотла дещо змінюється.

Таблиця 2.2 - Варіанти опалення будинку та енергетичні стратегії, які мінімізують витрати домогосподарства на опалення

Варіант опалення будинку	Без урахування функціонування дахової сонячної електростанції	З урахуванням функціонування дахової сонячної електростанції	Додаткові капітальні витрати на енергетичне обладнання і терміни їх окупності
1	2	3	4
Опалення тільки газовим котлом (базовий)	Витрати на опалення за сезон / рік: 16121,45 грн (615,58 дол. США) Енергетична стратегія: цілодобове використання газу для опалення	Чистий річний дохід домогосподарства (з урахуванням надходжень від продажу «зеленої» електроенергії і вирахуванням витрат на опалення і споживання газу на побутові потреби): 17166,92 грн (655,50 дол. США) або 48,3% від доходу за «зеленим» тарифу Енергетична стратегія: цілодобове використання газу для опалення	-
Комбіноване опалення газовим і електричним котлами	Економія витрат на опалення за сезон / рік (у порівнянні з базовим варіантом): 4543,01 грн (173,47 дол. США) або 28,18% (без врахування а плати за приєднане потужність)	Економія витрат на опалення за сезон / рік (у порівнянні з базовим варіантом): 2894,87 грн (110,54 дол. США) або 17,96% Чистий річний дохід домогосподарства (з урахуванням надходжень від продажу «зеленої» електроенергії і вирахуванням витрат на опалення і споживання газу на побутові потреби): 20061,80 грн (766,03 дол. США) або 56,44% від доходу за «зеленим» тарифом	Додаткові капітальні вкладення - 14400 грн (552 дол. США); недисконтований термін окупності електродкотла - 4,97 року; дисконтований термін окупності електродкотла -

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
	Енергетична стратегія: з 23.00 до 7.00 - використання електроопалення; з 7.00 до 23.00 - використання газового опалення	Енергетична стратегія: з 23.00 до 7.00 - використання електроопалення; з 7.00 до 23.00 - використання газового опалення; в квітні місяці - цілодобове використання газу для опалення	8 років при нормативному терміні служби котла 10 років, тобто капітальні перші вкладення окупаються
Комбіноване опалення газовим котлом і тепловим насосом	Економія витрат на опалення за сезон / рік (у порівнянні з базовим варіантом): 334,34 грн (12,77 дол. США) або 2,07% (без урахування плати за приєднане потужність) Енергетична стратегія: 127 діб (з температурою зовнішнього повітря до -5 ° С) -цілодобова використання теплового насоса; 60 діб (з температурою	Економія витрат на опалення за сезон / рік (у порівнянні з базовим варіантом): -576,45 грн (-22,01 дол. США) або -3,58%. Чистий річний дохід домогосподарства (з урахуванням надходжень від продажу «зеленої» електроенергії і вирахуванням витрат на опалення і споживання газу на побутові потреби): 16590,47 грн (633,49 дол. США) або 46,67% від доходу за «зеленим» тарифу (без урахування додаткових капітальних вкладень) Енергетична стратегія: 112 діб (з температурою зовнішнього повітря до -5 ° С, крім квітня місяця) - цілодобова використання теплового насоса; 75 діб (з температурою зовнішнього повітря нижче -5 ° С, а також повністю в квітні місяці) - цілодобове використання газового опалення	Додаткові капітальні вкладення - 126000 грн (4800 дол. США); не окупаються, тому що недисконтований термін окупності теплового насоса (без урахування функціонування сонячної електростанції) - 176,5 року; дисконтований термін окупності теплового насоса (без урахування функціонування сонячної електростанції) - понад

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4
	зовнішнього повітря нижче -5 ° С) - цілодобове використання газового опалення		200 років при нормативному терміні служби 20 років
Про топлени я твердопалив ним котлом	Економія витрат на опалення за сезон / рік (у порівнянні з базовим варіантом): -2181 грн (83,28 дол. США) або - 13,53% (без урахування плати за приєднане потужність) Енергетична стратегія: в зв'язку зі збитковістю опалення т вердотоплівним котлом в порівнянні з базовим варіантом газового опалення, повернення до базового варіанту	Економія витрат на опалення за сезон / рік (у порівнянні з базовим варіантом): -9898,99 грн / сезон (-377,98 дол. США) або -61,4% Чистий річний дохід будинок охочайства (з урахуванням надходжень від продажу «зеленої» електроенергії і вирахуванням витрат на опалення і споживання газу на побутові потреби): 7267,93 грн (277,52 дол. США) або 20,45% від доходу за «зеленим» тарифу (без урахування додаткових капітальних вкладень) Енергетична стратегія: в зв'язку зі збитковістю опалення твердопаливним котлом в порівнянні з базовим варіантом газового опалення, повернення до базового варіанту	Додаткові капітальні вкладення - 55224 грн (2110 дол. США); не окупаються внаслідок збитковості розглянуто го варіанту в порівнянні з базовим

З метою мінімізації упущеної вигоди домогосподарства від продажу за високим тарифом виробленої «зеленої» електроенергії доцільним видається перехід з нічного електроопалення на цілодобове газове опалення в квітні місяці. Це забезпечує зниження витрат на опалення за сезон в порівнянні з базовим варіантом використання тільки газового опалення на 17,96% (в порівнянні з 28,18% без урахування доходу від «зеленого» тарифу), проте призводить до зростання чистого доходу домогосподарства (з урахуванням надходжень від продажу «зеленої» електроенергії і вирахуванням витрат на опалення і споживання газу на побутові потреби) до 20061,80 грн (766,03 дол. США) або 56,44% від доходу за «зеленим» тарифом (в порівнянні з 48,3% в базовому варіанті). Таким чином, енергетична стратегія набуде вигляду: нічний період (23.00-7.00, крім квітня місяця) - електроопалення; денний період (7.00-23.00, в квітні місяці - цілодобово) - газове опалення.

Можливим варіантом доповнення існуючої базової системи опалення може бути установка теплового насоса. В цьому випадку, організовуючи графік роботи насоса, необхідно враховувати його технічні особливості і кліматичні умови опалювального сезону. В даному домогосподарстві для цілей опалення тепловий насос доцільно цілодобово використовувати протягом 127 діб в рамках опалювального сезону (при температурах зовнішнього повітря вище -5°C). Протягом 60 діб, що характеризуються більш низькими температурами, необхідно цілодобово застосовувати тільки газове опалення. При виборі даної стратегії загальні витрати на опалення за сезон в порівнянні з базовим варіантом (тільки газове опалення) знижуються на 2,07 %. Однак, зважаючи на великі капітальні вкладення в теплонасосних обладнання (близько 126000 грн (4800 дол. США)) і незначні суми щорічної економії (334,34 грн. (12,77 дол. США)) розрахунковий термін окупності теплового насоса більш ніж в 17 разів перевищує нормативний термін його служби, що свідчить про збитковість вкладення коштів в це обладнання в сучасних умовах розвитку і вартості технологій, а також державного економічного стимулювання.

Якщо в домогосподарстві функціонує енергетична система, що включає газовий котел, тепловий насос і дахову сонячну електростанцію, при виборі енергетичної стратегії, як і в випадку з електрокотлом, необхідно враховувати, крім кліматичних особливостей, ще й обсяги генерації та продажу електроенергії за «зеленим» тарифом. Розрахунки, зроблені авторами, показали, що в кінці опалювального сезону (квітень місяць) економічно доцільно переходити на газове опалення, тому що упущена вигода від продажу згенерованої електроенергії за «зеленим» тарифом в цьому місяці значно перевищує суму економії витрат на опалення. У зв'язку з незначною економією в порівнянні з базовим варіантом упущена вигода за інші місяці опалювального сезону також перевищує суму отриманої економії, що в результаті робить перехід на часткове опалення тепловим насосом повністю збитковим для домогосподарства, знижуючи його чистий дохід (з урахуванням надходжень від продажу «зеленої» електроенергії і вирахуванням витрат на опалення і споживання газу на побутові потреби) до 16590,47 грн (633,49 дол. США) або 46,67 % від доходу за «зеленим» тарифом (в порівнянні з 48,3% в базовому варіанті). Таким чином, установка і використання теплового насоса в домогосподарстві в умовах, що склалися нерентабельне.

Застосування твердопаливного котла, як ще однієї альтернативи газовому опаленню, передбачає використання домогосподарством електроенергії для роботи котла і деревних пеллет, як найбільш оптимального палива з точки зору автоматизації процесів опалення і цін на деревне паливо. Однак в цьому випадку зберігається необхідність ручного завантаження котла і виникає потреба в додатковому приміщенні для зберігання запасу пелет. Розрахунки показують, що при існуючих ринкових цінах на пелети сумарні витрати на опалення твердопаливним котлом за сезон становлять 18302,45 грн (698,86 дол. США), що на 2181 грн (83,28 дол. США) або на 13,53% більше, ніж в базовому варіанті газового опалення. Таким чином, застосування деревних пеллет для опалення будинку в порівнянні з базовим варіантом при поточних цінах на пелети (2800-3000 грн / т (107-115 дол. США)) і котельне обладнання (55224 грн (2110 дол.

США)) нерентабельно, так як такі вкладення не окупаються. Виходячи з цього, економічно доцільним представляється відмова від даного варіанту опалення будинку.

Робота дахової сонячної електростанції під час функціонування твердопаливного котла обумовлює додаткові втрати доходу домогосподарством в розмірі 9898,99 грн / сезон (377,98 дол. США) внаслідок зростання упущеної вигоди від продажу згенерованої «зеленої» електроенергії. У підсумку, чистий річний дохід домогосподарства (з урахуванням надходжень від продажу «зеленої» електроенергії і вирахуванням витрат на опалення і споживання газу на побутові потреби) істотно знижується з 17166,92 грн (655,50 дол. США) або 48,3% від доходу по «зеленому» тарифу в базовому варіанті газового опалення до 7267,93 грн (277,52 дол. США) або 20,45% від доходу за «зеленим» тарифом для варіанту опалення твердим паливом. Отже, стратегія використання твердопаливного котла є економічно неприйнятною. Для того, щоб зробити цей варіант опалення рентабельним, ринкові ціни на пелети повинні бути знижені в 7-8 разів, як і істотно зменшена вартість твердопаливних котлів.

Порівнюючи проаналізовані варіанти опалення будинку (див. табл. 2.2) в рамках існуючої системи тарифоутворення на енергоресурси, цін на енергетичне обладнання і діючих механізмів державного економічного стимулювання енергоефективності, оптимальним варіантом є комбіноване застосування електричного і газового опалення. Найбільш не вигідним є перехід з газового опалення на опалення із застосуванням твердопаливного котла. Економічно необґрунтованим з урахуванням термінів окупності обладнання та втрати доходу від продажу «зеленої» електроенергії домогосподарством представляється перехід на опалення тепловим насосом в поєднанні з газовим котлом. Таким чином, в умовах, що склалися даний господарюючий суб'єкт вибере стратегію переходу на комбіноване опалення електроенергією і газом, так як вона дозволяє мінімізувати загальні затрати домогосподарства на опалення і споживання газу на побутові потреби, а також збільшити суму чистого доходу, що залишається в розпорядженні домогосподарства після продажу «зеленої» електроенергії.

Виходячи з вибору такої індивідуальної стратегії типовим домогосподарством, результатом існуючої державної політики в сфері енергозабезпечення приватних домогосподарств в найближчі роки стане перехід українських власників приватних будинків на комбіноване опалення їх газом і електроенергією. Внаслідок цього буде зростати попит населення на електрокотли, стимулюючи розвиток ринку даного виду енергетичного устаткування. Крім того, слід очікувати збільшення споживання електроенергії приватним сектором для цілей опалення в нічний час доби, що сприятиме збалансуванню графіків навантаження електричних мереж. З урахуванням доходів від «зеленого» тарифу, які можуть бути отримані домогосподарствами, у яких встановлені електростанції на поновлюваних джерелах енергії, можна очікувати подальшого зростання кількості об'єктів відновлюваної енергетики в приватному секторі, для чого державою в даний час створені досить сприятливі умови.

Для підтримки зазначених позитивних тенденцій розвитку доцільно рекомендувати органам державної влади:

- зберегти двозонний тариф на електроенергію для населення, підтримувати виробників багатозонних приладів обліку електроенергії, використовуючи механізми економічного стимулювання;
- в зв'язку з прогнозованим збільшенням попиту населення на електроенергію в нічний час доби, необхідно стимулювати енергокомпанії проводити модернізацію електромереж напругою 0,4 кВт, збільшуючи їх пропускну здатність для надійного і якісного забезпечення населення електроенергією;
- створювати сприятливі умови для розвитку внутрішнього ринку електродвигунного обладнання для домогосподарств, стимулюючи появу найбільш енергоефективних моделей електродвигунів, підтримувати розвиток мереж сервісного обслуговування електроустаткування;
- продовжувати підтримувати розвитку сонячних і вітрових електростанцій в домогосподарствах із застосуванням «зеленого» тарифу, проводити

стимулюючи кредитну політику для забезпечення інвестування населення в об'єкти відновлюваної енергетики за допомогою надання кредитів по низьким відсотковими ставками, дозволити об'єднанням співвласників багатоквартирного житла встановлювати міні-електростанції на поновлюваних джерелах енергії на дахах багатоквартирних будинків з правом продажу згенерованої електроенергії по «зеленому» тарифу аналогічно домогосподарствам ;

- для стимулювання переходу населення на використання твердого палива для опалення з установкою твердопаливних котлів в домогосподарствах необхідно, використовуючи економічні регулятори, забезпечити зниження ринкових цін на тверде деревне паливо, поряд із здешевленням самих твердопаливних котлів, розвивати мережу постачальників деревних пеллет, стимулювати виробників твердопаливних котлів розробляти і пропонувати ринку більш енергоефективні, економічні та недорогі моделі котельного обладнання;

- з огляду на високу вартість теплових насосів, стимулювати наукові розробки в цій сфері зі створенням нових зразків обладнання, адаптованих до кліматичних умов України, що характеризуються більш високими ККД і відносно низькою вартістю, підтримувати їх комерційне виробництво, проводити стимулюючи кредитну політику для інвестування в цей вид обладнання населенням.

На рівні домогосподарств, крім вибору економічно обґрунтованої стратегії комбінування різних видів енергоресурсів для опалення, що забезпечує мінімізацію витрат, необхідно постійно впроваджувати енергозберігаючі заходи, а саме:

- утеплювати огороджувальні конструкції будівель, мінімізуючи тепловтрати;

- економно використовувати наявні енергоресурси на основі розробки оптимальних температурних режимів приміщень і графіків опалення;

- максимально залучати поновлювані джерела енергії, наприклад, енергію сонця, вітру, тепла землі і атмосфери та ін.

Практична імплементація вказаних рекомендацій на мікро- і макроекономічних рівнях дозволить забезпечити подальші енергетичні трансформації в житловому секторі України на принципах енергоефективності та економічної доцільності, підвищуючи рівень енергетичної безпеки країни, диверсифікуючи використовувані енергоресурси і стимулюючи розвиток поновлюваних джерел енергії.

Слід зазначити, що автори усвідомлюють, що дане дослідження охоплює тільки економічні аспекти вибору енергетичних стратегій домогосподарствами без урахування екологічних результатів переходу на ті чи інші види енергоресурсів, що, при відповідному жорсткому національному природоохоронному законодавстві, може істотно змінитися рішення домогосподарств щодо вибору конкретного енергоресурсу або їх комбінації. Автори розглядають цю проблему як предмет для своїх подальших досліджень, оскільки вплив на навколишнє середовище процесів опалення будівель значний для північних країн. З урахуванням існуючих міжнародних зобов'язань щодо охорони навколишнього середовища та розвитку відновлюваної енергетики в Україні, досягнення сталого розвитку дослідження екологічних аспектів формування енергетичних стратегій домогосподарств має стати невід'ємною частиною обґрунтування ефективності дії інструментів державної економічної політики в цій сфері.

2.2 Методичні підходи до оцінки еколого-економічної ефективності реалізації багатоцільової програми розвитку малої гідроенергетики

Нормативним регулюванням цільового програмування передбачається обов'язкова оцінка очікуваних результатів виконання програмних завдань [47]. Так, наприклад, кожен розділ програми економічного і соціального розвитку Сумської області на 2015 рік завершується пунктом щодо критеріїв ефективності

реалізації завдань [48]. В даному розділі зведені підсумкові значення характеризуючих показників і якісна характеристика результату, який буде отриманий при виконанні певного завдання. Для одноцільових програм кількісні показники характеризують те, чого слід досягти внаслідок виконання функціонального програмного завдання. Якісні показники констатують отримання результату виконання організаційно-забезпечуючих завдань, якщо їх не можна виміряти кількісно. В обох випадках критерії оцінки результату не є вартісними. Однак вони конкретизують бажаний результат, на отримання якого направлені програмні завдання та програма в цілому. При розробці системи показників, що характеризують результат виконання програмних завдань багатоцільових програм, є доволі корисними наявні напрацювання в області нормативного регулювання цільового програмування.

Система показників, що характеризують виконання як окремих завдань, так і всієї багатоцільової програми в цілому, відрізняється від одноцільової. Основна відмінність полягає в тому, що в підсумковим результатом виконання всієї багатоцільової програми є приріст вартості об'єкта, що вдосконалюється. Це основний вартісної показник, що характеризує результат реалізації всього комплексу програмних завдань, тобто всієї програми в цілому. В існуючих одноцільових програмах такий показник не передбачається.

Результат виконання окремих програмних завдань багатоцільової програми, не може вимірюватися тільки вартісним показником. Перш за все, це пов'язано з тим, що програмні завдання багатоцільової програми вишиковуються в суворій послідовності, де найчастіше виконання чергового завдання не може бути розпочато без виконання попереднього. Крім того, самі по собі різноспрямовані дії, передбачені програмою, далеко не завжди націлені на отримання економічно і соціально значущого результату, який підлягає кількісній оцінці, або призводять до такого.

Багатоцільова програма, як і одноцільова, чітко розподіляє функціональні і організаційно забезпечуючи програмні завдання. Тому результат їх виконання, також як і в одноцільових програмах, повинен характеризуватися відповідними

кількісними і якісними показниками. Слід відмітити і те, що кількісна та якісна інтерпретація результату необхідна не лише для конкретизації цільової орієнтації окремих завдань програми, але і для здійснення поточного контролю за ходом їх виконання. Не вдаючись в подробиці про те, як формуються кількісні та якісні критерії та показники ефективності реалізації програмних завдань в існуючих одноцільових програмах, варто відзначити особливості системи критеріїв та показників, що характеризують рівень виконання програмних завдань в багатоцільовій програмі, що пропонується.

Нами представляється наступний найбільш оптимальний сценарій формування, функціонування і розвитку ТПГК малих ГЕС, який зобов'язаний знайти своє відображення в багатоцільовій програмі:

- районування басейну річки з визначенням можливостей освоєння її енергетичного потенціалу в межах області;
- районування територій, прилеглих до малої річки в межах області, що володіють природно-ресурсним рекреаційним потенціалом з точки зору можливості освоєння його використання за визначеними в даній роботі напрямками;
- розрахунки по встановленню ділянок і меж територій, призначених для організації багатоцільового господарювання, а також переорієнтації ресурсокористування на виділених територіях і закріпленню їх за багатоцільовим користувачем;
- організація багатоцільового господарювання на встановлених територіях:
- формування гідровузлів (технічне переоснащення і ремонт існуючих, відновлення нефункціонуючих і будівництво нових) з виходом на проектний рівень освоєння енергетичного потенціалу;
- організація утворення компенсаційних платежів за підтримання рівня води, стану водойми і прибережних зон;
- формування інфраструктури рекреаційного призначення для використання під надання рекреаційних послуг в області організованої рекреації, неорганізованої рекреації та діяльності, що сприяє розвитку рекреації;

- організація функціонування багатоцільового господарюючого суб'єкта;
- оцінка підсумкового результату програми, яка полягає у визначенні значення показника приросту ринкової вартості сукупності активів багатоцільового господарюючого суб'єкта, викликаного реалізацією масштабного господарського заходу.

Укрупнено, програмні завдання багатоцільової програми можна згрупувати відповідно до представленого сценарію формування, функціонування та розвитку ТПГК малих ГЕС. При розробці даної програми ці напрямки дозволяють сформулювати коло необхідних завдань, дій та заходів, замкнувши їх на рішення підсумкової цільової завдання – приросту вартості об'єкта, що вдосконалюється. Вже виходячи з спрямованості та масштабності вирішуваних завдань, наявних можливостей і ресурсів для їх вирішення, правочинності здійснення майбутніх передбачуваних дій, широти і глибини охоплення проблеми, особливостей очікуваного результату, необхідної точності, достовірності і об'єктивності характеризуючого його показника, можна підібрати склад зацікавлених виконавців та встановити реальні терміни виконання завдань.

Відповідно до наведеного сценарію формування, успішного функціонування та розвитку регіональної мережі малих ГЕС, який зобов'язаний знайти своє відображення в багатоцільовій програмі що розробляється, загальна направленість груп програмних завдань має вигляд, зображений на рис. 2.1 [49].

Сформовані за сценарієм і представлені на даному рисунку групи програмних завдань визначають склад необхідних дій в рамках кожної з них. Тільки напрямки формування гідровузлів і об'єктів рекреаційної інфраструктури можуть бути віднесені до груп функціональних завдань і визначатись отриманням кількісного результату. Дані роботи можна розбити на відповідні етапи освоєння капіталовкладень, які в підсумку націлені на формування функціональних об'єктів, які забезпечують основну дохідність організованого багатоцільового бізнесу.

Всі інші групи завдань є організаційно забезпечуючими і своїми наслідками передбачають отримання якісного результату, яким є формування пакету

документів, що обґрунтовують створення ТПК малих ГЕС та структурна організація господарюючого суб'єкта для становлення його ефективного функціонування.

В рамках формування рекреаційної інфраструктури на встановлених територіях і організації функціонування багатоцільового господарюючого суб'єкта критеріями ефективності реалізації завдань і показниками, що характеризують результат, можуть бути натуральні абсолютні та відносні характеристики об'єктів що формуються: площа, протяжність, кількість, питома місткість та ін.

Басейновий розподіл енергетичного потенціалу річки, функціональне зонування узбереж і прилеглих територій на предмет освоєння їх рекреаційного потенціалу, проведення оптимізаційних розрахунків по визначенню остаточного варіанту створення комплексу і розміщення його об'єктів передбачають проведення обчислювальних, картографічних, організаційних та інших робіт на проектній стадії створення об'єкта. Вони завершуються розробленим техніко-економічним обґрунтуванням і технічним проектом створення багатоцільового, багатофункціонального комплексу, готовим до винесення на експертизу та громадське обговорення.

Організація компенсаційних виплат, пов'язаних з реалізацією гідровузлами функції підтримки рівня води в річці та необхідного стану водойми та прибережних, прилеглих суміжних зон, пов'язана із здійсненням заходів щодо реалізації механізму платного користування водоймою іншими сторонніми суб'єктами господарювання. При цьому важливо не порушити принцип відповідності розміру одержуваних ними вигод тим витратам, які забезпечують їм прибутковість функціонування і які несе власник (користувач) гідроспоруд, що підтримує рівень води та належний стан природного водного об'єкта. Підсумком завершення даної групи робіт слід вважати впровадження системи даних платежів в сферу виробничого функціонування суб'єктів господарювання, чия діяльність пов'язана з використанням зазначених якостей водного об'єкта.



Рисунок 2.1 – Запропоновані напрямки програмних завдань багатоцільової програми з розвитку регіональної мережі малих ГЕС.

Організація функціонування багатоцільового господарюючого суб'єкта пов'язана з комплексом робіт по створенню та становленню суб'єкта господарювання і розробці бізнес-плану його функціонування та розвитку (в ринкових умовах і в межах конкретної адміністративно-територіальної одиниці). Таким чином, реальний результат виконання даних завдань полягає у формуванні функціонуючого підприємства з багатонаправленим бізнесом і стійким становищем на ринку. В цьому випадку оцінка такого результату може виражатися довільними характеристиками, що відображають виконання етапів створення і становлення підприємства з відповідною спрямованістю своєї виробничо-господарської діяльності.

Найбільш складним і відповідальним комплексом передбачених програмою робіт є оцінка підсумкового результату виконання всієї програми. Для здійснення даних оціночних робіт досить корисними, на наш погляд, можуть стати нижченаведені теоретичні положення і рекомендації.

Визначення підсумкового результату реалізації багатоцільової програми вимагає повного уявлення про об'єкт оцінки та його функції, про призначення оцінки і про напрямки використання її результату.

Теорія і практика незалежного оцінювання поділяє всі об'єкти оцінки, які потребують визначення вартості, на [50]:

- елементи активів за балансом: необоротні (включаючи нематеріальні) і оборотні;
- цілісні майнові комплекси;
- майнові права;
- частки, частини, паї у власності;
- бізнес та часткову участь в ньому.

Дана класифікація активно використовується професійними оцінювачами, які суворо дотримуються положень Національних та Міжнародних стандартів оцінки в оціночній процедурі та своїй оціночній діяльності. Аналізований в даному дослідженні об'єкт, що вимагає оцінки та являє собою ТПГК малих ГЕС, також слід розглядати з точки зору даної оціночної класифікації. Це, перш за все,

необхідно для формування остаточного уявлення про об'єкт оцінки та про можливості майбутнього розпорядження ним, тобто про склад та напрямки майбутніх угод, які повинні бути здійснені в процесі вдосконалення його функціонування. Також, виходячи з потенційних угод та можливих запланованих ринкових операцій з об'єктом, що визначають цілі оцінки і напрями використання її результатів, оцінювачем підбирається відповідна категорія вартості та методи її визначення.

У даному випадку комплекс, що розглядається, може бути представлений будь-яким об'єктом оцінки з перерахованих вище. Все залежить від характеру майбутньої угоди з об'єктом або його частиною, якщо така угода передбачається для розвитку об'єкта.

Балансові елементи активів представлені всіма елементами ТПК, що представляють ринковий інтерес для потенційного користувача. Як цілісний майновий комплекс, даний об'єкт може бути визначений виробничо функціонуючою сукупністю всіх активів, за винятком зобов'язань, якщо необхідно визначити його чисту вартість. Майнові права характеризуються наявністю повного права власності на об'єкт, що оцінюється або окремих складових частин такого права: володіння, розпорядження, користування, а також наявністю інших специфічних прав, таких як право на здійснення конкретної діяльності, на використання природних ресурсів тощо [51]. Найбільш поширеною особливістю при цьому є те, чи знаходиться об'єкт на момент оцінки в власності або в оренді. Часткова участь у власності розглядається в разі наявності спільного інтересу в ній: спільна часткова або спільна сумісна власність, розподілена по фізичним або фінансовим інтересам.

Однак, в переважній більшості випадків, найбільш характерним і узагальнюючим показником служить вартість бізнесу (часткової участі в ньому), збудованого на виробничому (в даному випадку багатоцільовому) використанні ввіреного комплексу. Тільки бізнес, як об'єкт оцінки, на наш погляд, представляє інтерес для стороннього суб'єкта, який може виступати в якості кредитора, інвестора та іншої зацікавленої юридичної або фізичної особи (групи осіб).

В практиці оцінки розглядається кілька видів вартостей, що застосовуються до об'єктів оцінки. У кожному конкретному випадку вибір категорії вартості залежить від мети та призначення оцінки (її функції), а також від типу оцінюваного майна та характеру передбачуваної операції. Методологія незалежної оцінки передбачає використання ринкової і неринкової бази оцінки. У відповідності до Міжнародних стандартів оцінки, ринкова вартість представляє собою очікувану грошову суму, за якої актив або зобов'язання може бути обмінений в транзакції на дату оцінки між добровільним покупцем та добровільним продавцем, які не пов'язані між собою, після належного маркетингу та за умов, що сторони обізнані та діяли розсудливо і без примусу [52]. На неринковій базі оцінки визначаються вартості відтворення та заміщення, вартість ліквідації, інвестиційна вартість, спеціальна вартість, вартість діючого підприємства тощо. Але всі вони пов'язані з особливостями об'єкта оцінки та умовами передбачуваної угоди. В нашому випадку необхідна оцінка економічного потенціалу даного об'єкту оцінки, а саме бізнесу (часткової участі в ньому), побудованому на багатоцільовому використанні територіального природно-господарського комплексу. Він характеризується показником ринкової вартості. Чим вище ринкова вартість – тим більшу ринкову значимість має об'єкт. Саме цей показник нами пропонується взяти за основу для характеристики ефективності виконання багатоцільової програми.

Таким чином, нами розглядається необхідність визначення ринкової вартості бізнесу (часткової участі в ньому), оскільки інші об'єкти оцінки і категорії вартості більш важливі для конкретних передбачуваних угод з даним об'єктом, які можуть мати місце, але не розглядаються в даному дослідженні.

Ринкова вартість бізнесу і її приріст виражає соціально-економічну значимість програмних заходів і програми, що реалізується, в цілому. Приріст ринкової вартості бізнесу нами взято за критерій ефективності і результативності реалізованого масштабного господарського заходу, яким є створення ТПГК малих ГЕС. З метою достовірного визначення підсумкового результату програми, яким є

приріст ринкової вартості бізнесу, необхідно вказати на ті основні ціноутворюючі фактори, які мають найбільший вплив на вартість об'єкта, а саме:

величина доходу і ступінь ризику господарювання, що забезпечує його отримання, яка характеризує реальний рівень прибутковості бізнесу та реальний рівень віддачі вкладень;

відношення до бізнесу (повна або часткова участь в ньому) і відношення власності до об'єкта (повне або обмежене право власності, право оренди та ін.), що визначають поточне відношення суб'єкта господарювання до результату виробничо-господарського функціонування об'єкта, а також обрана модель майбутнього стану доходної власності та інтересу в ній;

стан ринку обігу подібного майна (характеристика сформованого на момент оцінки існуючого стану справ на ринку і тенденцій, що відображають направленість і динаміку виявлених змін в ринковому середовищі, які можуть позначитись на вартості даного об'єкта).

Першим та основним ціноутворюючим фактором є загальний дохід і ризик, пов'язаний з його отриманням. Залежно від мети оцінки і напрямків використання її результатів слід розрізняти поняття потенційний, дійсний або ефективний, чистий операційний дохід. Ступінь ризику характеризується прийнятою в розрахунок ставкою дисконту, що відображає рівень норми очікуваного доходу на вкладання в дохідний об'єкт і експертно визначається як сума величини безризикової ставки дисконту та компенсацій за ризик. При визначенні ринкової вартості дохідного об'єкта слід пам'ятати про необхідність урахування принципу вкладу. Він передбачає врахування впливу на вартість об'єкта оцінки таких факторів виробництва, як капітал, праця, земля та менеджмент, що є пропорційним їх внеску в загальний дохід. Крім того, саме поняття ринкової вартості при її визначенні має на увазі врахування того, що з ним нерозривно пов'язані поняття періоду можливої реалізації, використання об'єкта та умов чесного угоди.

Період можливої реалізації розглядається оцінювачами як очікуваний, фіксований, прискорений та розумно тривалий. Використання об'єкта може

характеризуватись такими показниками як рівень використання станом на момент оцінки, використання при максимальному завантаженні фактично наявних на момент оцінки виробничих потужностей та використання об'єкта на тому рівні, який передбачений проектом розвитку господарюючого суб'єкта, що здійснює таке користування. Умови чесного угоди виключають вплив на величину ринкової вартості об'єкта неринкових обставин і передбачають, що в разі укладення ринкової угоди потенційні контрагенти повинні бути типово мотивованими, достатньо обізнаними про об'єкт та стан ринку подібного майна, а угода буде здійснена в грошах, що мають обіг в місці розташування об'єкта [52].

Однак основою для визначення ринкової вартості завжди є дохід та різного роду ризику, пов'язані з його отриманням. Дохід об'єкта, що розглядається в даній роботі, складається з доходу від виробленої та реалізованої електроенергії, одержуваних компенсаційних платежів за підтримання рівня води в річці, належного стану водойми та прибережних зон, доходу від рекреаційного використання прилеглих територій. Зниження ризиків пов'язане з підвищенням виробничої і екологічної надійності і безпеки функціонування об'єкта, а також диверсифікації виробничого напрямку при багатоцільовий направленості своєї діяльності, що підвищує стійкість отримання доходу [53]. І той і інший ризик, пов'язаний з функціонуванням, сповна може служити базою для визначення розміру відповідних компенсацій за ризик (при визначенні величини ставки дисконту та ставки капіталізації при оцінці вартості дохідним підходом) і оціночних поправок (при розрахунку вартості порівняльним підходом за відповідними елементами порівняння).

Другим фактором, що визначає вартість дохідного об'єкта, є відношення суб'єкта господарювання до організованого і функціонуючого бізнесу і фактичне або очікуване відношення власності господарюючого суб'єкта до використовуваного в бізнесі об'єкту, яким в нашому випадку є сукупність активів ТПГК малих ГЕС, включаючи природно-ресурсний потенціал відведених територій. Все це, при оцінці, має бути накладено на одну з обраних моделей прогнозного стану доходної власності.

Відношення до бізнесу може розглядатись або як повна, або як часткова участь у ньому. Повна участь характеризується стовідсотковим інтересом в бізнесі, а часткова – мажоритарним або міноритарним інтересом в ньому, вартість якого залежить від властивостей наявного пакета і його ліквідності.

Відношення власності до об'єкта характеризується наявністю повного або обмеженого права власності, спільного часткового або спільного сумісного права власності. При оцінці ринкової вартості дохідного об'єкту цей фактор є найважливішим, якщо визначається вартість у використанні. Вона далеко не завжди може співпадати зі значенням вартості в обміні. У той же час, для характеристики економічної значущості функціонуючого об'єкта і його потенційних можливостей наведення вказаних показників вкрай необхідно.

На величину ринкової вартості об'єкта безпосередньо впливає обрана модель прогнозного стану власності ТПГК малої ГЕС. Прийняті в оціночній практиці прогнозні моделі розглядають прогнозні варіанти отримання доходу, варіанти віддачі вкладеного капіталу, враховують розподіл фізичних і фінансових інтересів у вкладеннях в дохідну власність, а також можливу зміну вартості самої власності в часі.

Третій фактор, що істотно впливає на вартість об'єкта оцінки, полягає в стані ринку обігу ідентичного або подібного майна. Умови, в яких відбувається ринкова угода, пропонується враховувати при визначенні вартості оцінюваного об'єкта шляхом введення експертно визначених компенсацій за ризик вкладень, які формують дохід при визначенні вартості дохідним підходом, або відповідними обґрунтованими поправками за відповідними елементами порівняння при визначенні вартості порівняльним підходом. У кожному випадку фактор ринкових умов враховується при розрахунку вартості в достатній мірі, що в свою чергу підвищує вірогідність підсумкового оціночного результату.

Запропоновані підходи до виявлення та оцінки проміжних та підсумкового результату виконання багатоцільової програми дозволяють повною мірою відобразити еколого-економічну значимість реалізації комплексу заходів по формуванню, перетворенню функціонування та розвитку ТПГК малих ГЕС.

Слід відмітити, що проблема оцінки результативності реалізації багатоцільової програми розвитку малої гідроенергетики в області не обмежується розглянутими і наведеними вище положеннями. Запропонована оцінка ефективності реалізації таких програм зачіпає деякі нові напрямки, які потребують свого подальшого теоретичного осмислення в науковому та практичному відношенні.

Так, фактор стримування або запобігання деградації природних систем за великим рахунком являє собою нематеріальний актив, якщо цей фактор викликаний функціонуванням господарюючого суб'єкта. Такий нематеріальний актив є невід'ємною складовою частиною функціонуючого підприємства. Він не має матеріальної форми, проте дає можливість отримувати певну економічну вигоду [54]. Тому, при визначенні ринкової вартості діючого виробничо-господарського комплексу, вартості організованого на ньому бізнесу, цей фактор слід враховувати і по необхідності включати в підсумкові показники реалізації програмних завдань. Заходи, необхідні для підтримки стійкості природних систем, передбачаються окремими програмними завданнями. Характеризуючими показниками при цьому можуть бути відповідні кількісні та якісні значення, що відображають обсяг виконаних в цьому напрямку робіт.

Однією з найбільш вагомих чинників при формуванні сукупного доходу багатоцільового бізнесу в малу гідроенергетику є встановлення «зелених» тарифів [55, 56]. Сутність даної політики полягає в законодавчо встановленому коефіцієнтному підвищенні вартості закупівель електроенергії, виробленої за допомогою відновлюваних і нетрадиційних джерел. Призначення і стимулююча роль «зеленої» тарифікації безперечні. Однак, необхідно вказати на її значення при формуванні комплексів багатоцільового функціонування на базі малих ГЕС.

Дохід, що виникає в результаті виробництва та реалізації електроенергії, в нашому випадку є одним з трьох напрямків утворення власних коштів. Організація багатоцільового функціонування за період до свого становлення вимагатиме значно більших фінансових вкладень, ніж в передбаченій проектними параметрами режимній діяльності. Для того, щоб освоїти рекреаційне

ресурсокористування необхідно підготувати відповідну основу, в тому числі створивши рекреаційну інфраструктуру – мережу об'єктів рекреаційного і супутнього йому призначення. Все це потребує значних обсягів початкового фінансування, де в якості джерел фінансових надходжень, крім бюджетних коштів, банківських кредитів, інвестиційних ресурсів та інших джерел, в першу чергу слід орієнтуватись на власні кошти, утворені своїм початковим призначенням. Показник прибутковості від виробництва і продажу електроенергії на малих ГЕС безпосередньо залежить від розміру закупівельних цін. З огляду на, що обсяг виробництва обмежений існуючими параметрами енергетичного потенціалу водної артерії та її природними можливостями, «зелений» тариф повинен бути міцно пов'язаний з плановою потребою господарюючого суб'єкта в стартових обсягах фінансування для організації свого багатоцільового господарювання. Нескладні розрахунки в цьому напрямку дозволять не лише вийти на обґрунтоване необхідне початкове фінансове забезпечення, а й оптимізувати баланс доходів і витрат при виведенні об'єкту багатоцільового функціонування на проектну потужність в усіх напрямках його діяльності. Диференціація ставок «зеленого» тарифу не входить в об'єкт даного дисертаційного дослідження, однак вона вкрай актуальна і необхідна для підвищення стимулюючої ролі в організації багатоцільового господарювання на об'єктах малої гідроенергетики.

Значення підсумкового показника реалізації багатоцільовий програми, в якості якого нами прийнятий приріст ринкової вартості бізнесу в ТПГК малих ГЕС, визначається відношенням сукупного доходу до ставки капіталізації до та після її виконання. Вартість об'єкту до і після здійснення комплексу перетворюючих заходів формується в тому числі й обсягом реалізації електроенергії, що виробляється. Тому вкрай бажано пов'язати систему «зеленої» тарифікації з зацікавленістю багатоцільового господарника в становленні свого різнонаправленого бізнесу, зокрема з зацікавленістю в освоєнні природної рекреаційної функції територій, прилеглих до малих ГЕС. В свою чергу це також

в подальшому може бути оцінено та зможе знайти своє відображення на підсумковому результаті реалізованої багатоцільової програми.

Слід також відмітити і той факт, що підхід до вдосконалення створення й розвитку мережі малих ГЕС в Сумській області, який розглядається в даній роботі, безпосередньо стосується загальновизнаної та актуальної у світовій практиці проблеми збереження біологічного різноманіття [57, 58, 59]. Збереження біорізноманіття за допомогою розширення мережі територій та об'єктів природно-заповідного фонду, визнаної вищою формою охорони природи, вичерпало себе в силу обмежених можливостей відведення під них відповідних територій. Разом з тим, саме екосистеми верхів'я та серединних ділянок малих річок і прилеглих до них ділянок відрізняються найбагатшою різноманітністю біологічних видів флори та фауни.

Перспективи збереження біорізноманіття на даних ділянках вбачаються в організації такого господарювання, яке б забезпечувало прибутковість бізнесу суб'єктам господарювання, у віданні та користуванні якого перебувають дані території та, до того ж, могло б гарантувати екологічну безпеку в регіоні розташування подібних ділянок.

В даному випадку явним прикладом може служити організація багатоцільового господарювання на базі функціонування об'єктів малої гідроенергетики. Пропонується відмовитись від однонаправленого галузевого підходу до максимального освоєння енергетичного потенціалу малих річок на користь багатоцільового ведення бізнесу на відведених для малих ГЕС територіях та прилеглих ділянках (узбережжях), заснованого на поєднанні виробництва електроенергії та розвитку певної направленості рекреаційної сфери.

Скорочення видового різноманіття флори та фауни знижує рівень рекреаційної привабливості природних територій і, відповідно, суперечить розширенню зацікавленості потенційних рекреантів в споживанні рекреаційних послуг. В той же час, організація використання природної рекреаційної функції зобов'язує рекреаційного господарника всіляко підтримувати і примножувати видове різноманіття на ввірених територіях з тим, щоб його послуги були

затребуваними та конкурентноздатними. Цей факт також слід невід’ємно враховувати при розробці та реалізації даної багатоцільовий програми, як фактор її комплексності та елемент утворення «корисностей», що складають остаточний результат програми.

Організація ТПГК малих ГЕС, що створюється з урахуванням результатів даного дисертаційного дослідження, представляється одним з найбільш перспективних напрямків бізнесу. Поєднання різнонаправлених видів природокористування, а також взаємозумовленість та сумісність джерел і напрямків утворення доходів, при одночасній підтримці екологічної стійкості природних систем і належній організації, об’єктивно можуть забезпечити достатньо високу прибутковість подібних проектів. Багатоцільове природокористування та програмний підхід до управління його розвитком повністю відповідають сформованим ринковим умовам та відповідають сучасним економічним тенденціям в бізнесі. Тому такий підхід може стати досить затребуваним, інвестиційно привабливим і бути прийнятим на озброєння суб’єктами, в першу чергу, малого та середнього бізнесу.

В даний час цьому перешкоджає наявність цілого ряду об’єктивних причин. Однак, головною перешкодою на шляху істотного освоєння багатоцільового використання ресурсних функцій малих річок залишається невизначеність в ринку збуту виробленої електроенергії і рекреаційних послуг. Також відсутня ясність у вирішенні ряду організаційних питань, зокрема пов’язаних з передачею прав на необхідні територіальні ділянки.

Частина населення та його громадська думка з певних причин також не повністю готове до ринкового сприйняття вироблених і пропонуваних до ринкового споживання рекреаційних послуг, що розглядаються в даній роботі. Повністю позитивного відгуку з боку громадян не може бути, поки не буде розроблений, випробуваний і налагоджений механізм ринкових відносин між виробником і споживачем рекреаційних послуг. Проте, гарантування збереження стійкості природних систем водних об’єктів, збереження та можливе примноження біологічного різноманіття в них, економічна зацікавленість

господарника в екологічній безпеці свого бізнесу і широкі можливості отримання ринкової фінансової підтримки та стабільних майбутніх вигод не може довго залишатися без уваги бізнес-середовища в умовах жорсткої ринкової конкуренції. На додаток до цього, електроенергія, що виробляється та рекреаційні послуги об'єктивно затребувані жителями населених пунктів, розташованих як у русел річок, так і у віддалених районах. Підтвердженням соціально-економічної доцільності впровадження багатоцільового господарювання можуть бути розраховані значення показника приросту ринкової вартості даних об'єктів, викликаного реалізацією програм їх становлення та розвитку.

Розрахунки таких показників і необхідні роз'яснення щодо порядку організації багатоцільового бізнесу в малій гідроенергетиці можуть послужити істотним стимулюючим початком у справі залучення інвестиційних ресурсів. З огляду на, що на таких водоймах, як малі річки України, знаходиться багато об'єктів з вже наявними гідроспорудами і сформованим напором, формування на них генеруючих потужностей вимагають менш значних капіталовкладень. Цей факт є дуже значущим для залучення інвесторів з боку малого бізнесу і приватного підприємництва. Сформувавши та поширивши повне уявлення про місця розташування таких об'єктів, їх повних і наочних характеристиках, а також необхідних для становлення даної діяльності організаційних етапів («дорожніх карт»), можна з упевненістю розраховувати на активність залучення малого та середнього капіталу. Типова схема, яка характеризує порядок організаційних етапів при становленні виробництва електроенергії від поновлюваних джерел енергії, в тому числі і на малих ГЕС, представлена на рис. 2.2 [60].

Відповідно до аналітики IFC, орієнтовна тривалість даного процесу за найоптимістичнішим сценарієм становить до одного року. Реально, в нинішніх умовах, така тривалість може бути збільшена на невизначений термін. Звісно, подібні строки не можна вважати прийнятними для досягнення цілей при формуванні ТПГК малих ГЕС. Пропонована багатоцільова направленість функціонування таких комплексів, окрім зазначеного, додатково вимагає

об'ємних підготовчих робіт, без урахування часу на створення і приведення в дієздатність необхідної інфраструктури.

Все ж, при належній організації та у відповідних цивілізованих ринкових умовах, цей процес по тривалості може бути скорочений в рази і не повинен становити перешкоду на шляху освоєння даного напрямку. Докладний алгоритм необхідних для цього дій при необхідності може бути досить докладно розроблений, опублікований та широко представлений громадськості. Це дозволить значно підвищити зацікавленість в становленні бізнесу в малій гідроенергетиці і активізувати залучення малого та середнього капіталу в сферу багатоцільового функціонування, розглянутого в даній роботі. В підсумку це може знайти своє відображення на результативності багатоцільової програми в якості фактора підвищення ефективності її реалізації.



Рисунок 2.2 – Порядок організаційних етапів становлення виробництва електричної енергії з альтернативних та відновлюваних джерел енергії

Роботи, пов'язані з еколого-економічною оцінкою результату багатоцільової програми розвитку малої гідроенергетики в регіоні, перш за все вимагають надійної та достовірної інформаційної бази. В кожному конкретному випадку необхідно провести повний аналіз сформованого та можливого перспективного користування територіями, які передбачені для освоєння з метою надання рекреаційних послуг. Все це повинно супроводжуватись об'ємним інформаційним забезпеченням та будуватися на висновках, сформульованих на основі обробки вичерпного обсягу вихідних даних. Збір, обробка та аналіз вихідної інформації є досить трудомістким та тривалим процесом, що пов'язано з необхідністю всебічного розгляду проблеми, співставлення даних в їх динаміці протягом певного періоду, багатокритеріальним відбором найбільш надійних джерел.

Основні завдання інформаційного забезпечення процесу формування ефективно функціонуючих ТПГК малих ГЕС в регіоні проілюстровано на рис. 2.3 [61].

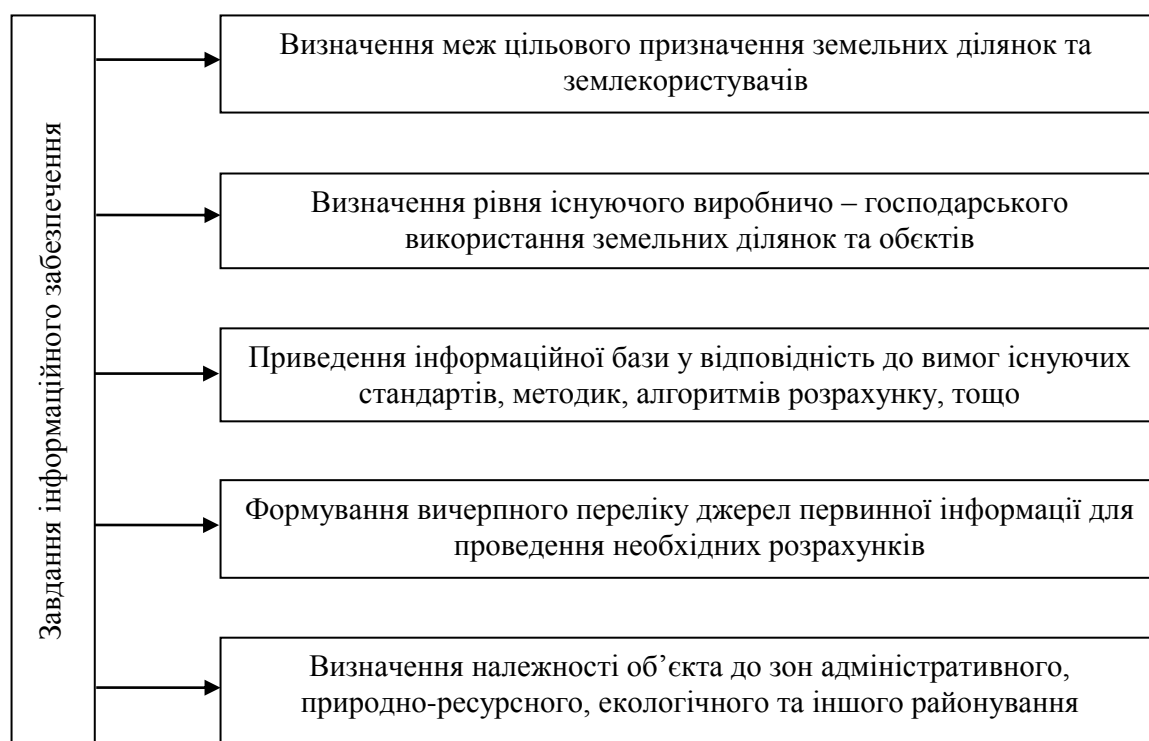


Рисунок 2.3 – Інформаційне забезпечення організації ТПГК малих ГЕС

Інформаційні дані, необхідні для визначення економічної значущості природно-ресурсного потенціалу території, а також допустимої екологічної ємності території, фактично сформованого рівня використання природних ресурсів на закріплених територіях будуть більш достовірними, якщо будуть відображати ситуацію за кілька років. Дана інформація в повному обсязі зазвичай є в річних звітах про виробничо-господарську діяльність підприємства, власних та регіональних відділах статистичного обліку, в річних бухгалтерських і фінансових документах. Однак, всі необхідні для розрахунків інформаційні дані повинні бути представлені показниками, прийнятими міжнародними стандартами оцінки, бухгалтерського обліку та фінансової звітності. Вони повинні бути прийнятними для використання при можливих розрахунках, що пропонуються сучасними алгоритмами визначення величини тих чи інших характеристик та якостей досліджуваного об'єкта, а також бути достовірними, надійними та адекватно відображати реальний стан речей. Використання тільки таких вихідних даних дозволить здійснити все оціночні роботи з достатньою достовірністю та отримати об'єктивний результат.

Інформаційними джерелами, що характеризують територіальний об'єкт, можуть також служити схеми землекористування, схеми господарського, адміністративного, природного, екологічного та іншого районування, бухгалтерські звіти про діяльність підприємств, у віданні яких знаходяться дані території. Деякі дані можна знайти в планах регіонального соціально-економічного розвитку в районах розташування малих ГЕС. Істотний інформаційний ресурс являють собою підготовлені підприємствами-виробниками інформаційні матеріали, які знаходяться в відкритому електронному доступі.

Інформаційне забезпечення господарського проекту є досить складним та трудомістким процесом. Правильний підхід до організації збору, обробки, підготовки та використання інформації також може скоротити певні витрати, тим самим підвищивши позитивний економічно значимий та оцінюваний результат. Тому вдосконалення інформаційного забезпечення проектів створення, організації

функціонування та розвитку ТПК малих ГЕС слід вважати одним з факторів підвищення ефективності реалізації багатоцільової програми.

2.3 Соціально-екологічна відповідальність підприємств теплоенергетики

Енергетика, а особливо теплоенергетика, відноситься до низки галузей, вплив яких на навколишнє середовище є максимально негативним. Не є винятком і енергетична галузь України, підприємства якої, зокрема Бурштинська ТЕС (м. Івано-Франківськ), є найбільшими забруднювачами повітря [62].

Останнім часом енергетичний сектор багатьох країн світу стикається з новими викликами щодо необхідності скорочення його негативного впливу на навколишнє середовище. Реалізація про-екологічної діяльності стає однією з основних цілей з огляду на те, що питання забезпечення екологічної безпеки набувають все більшої актуальності. З метою виконання вимог Кіотського протоколу країни-учасниці зобов'язались здійснювати політику в галузі підвищення енергоефективності, розширення можливостей використання відновлювальних джерел енергії, що має на меті зменшити навантаження на природне середовище.

В Україні важливим в цьому контексті документом, що має на меті створити умови для безпечного, надійного та сталого функціонування енергетики та її максимального ефективного розвитку, є «Енергетична стратегія України на період до 2030 року». Якісні інституційні зміни в енергетичному секторі України, в основі яких будуть закладені принципи еколого-енергетичної моделі зможуть вивести державу на шлях сталого економічного зростання, при цьому енергетика має перейти на енергозабезпечення сталого розвитку економіки. Це особливо важливо з огляду на очікуване зростання світового енергоспоживання на 70 % до

2030 року, причому більше половини споживання енергії припадатиме на країни, що розвиваються.

Особливо актуальною в цьому сенсі стає теорія соціально-екологічної відповідальності підприємств теплоенергетики, що передбачає сукупність добровільних соціально-екологічних ініціатив підприємства, націлених на формування суб'єктно-об'єктного взаємозв'язку та взаємовигідних відносин з усіма стейкхолдерами в контексті забезпечення узгодженості поточних бізнес-інтересів з екологічними, економічними та соціальними інтересами майбутніх поколінь.

Наразі в світі все більше набирає популярності так звана «зелена» енергетика, яка включає використання відновлювальних джерел енергії (енергії вітру, сонця, біомаси, термальних джерел тощо). Разом з тим, на сьогодні даний показник в середньому в Європі не перевищує 20 % [63]. Незважаючи на частковий перехід на відновлювальні джерела енергії, багато країн світу (наприклад, США, Китай, Японія, Німеччина, Італія, Великобританія тощо) продовжує використовувати спалювання невідновлювальних енергоресурсів як одне з основних джерел видобутку електроенергії [64].

Більше того, саме теплоелектростанції (ТЕС) виробляють найбільший обсяг електроенергії в світі (67,4 %), та додатково ще й теплову енергію, необхідну для опалення. В країнах Європейського союзу 48 %, а в Україні 40 % виробленої електроенергії становить тепла [65].

У теплоенергетичному секторі у якості палива використовуються органічні палива: вугілля, нафта і нафтопродукти, а також природний газ; рідше – деревина та торф (в основному на невеликих підприємствах). Основними компонентами горючих матеріалів є вуглець, водень і кисень, в меншому обсязі містяться сірка і азот, присутні також сліди металів і їх з'єднань, найчастіше за все оксиди і сульфіди.

Згідно даних [65], частка виробленої електроенергії в світі за такими джерелами, як природний газ та вугілля значно збільшилася на період 2013 року

по відношенню до 1973 року, і становить 63 % проти 50,4 % у 1973 році, що демонструє значний розвиток сфери теплоенергетики в світі (рис. 2.4 та 2.5).

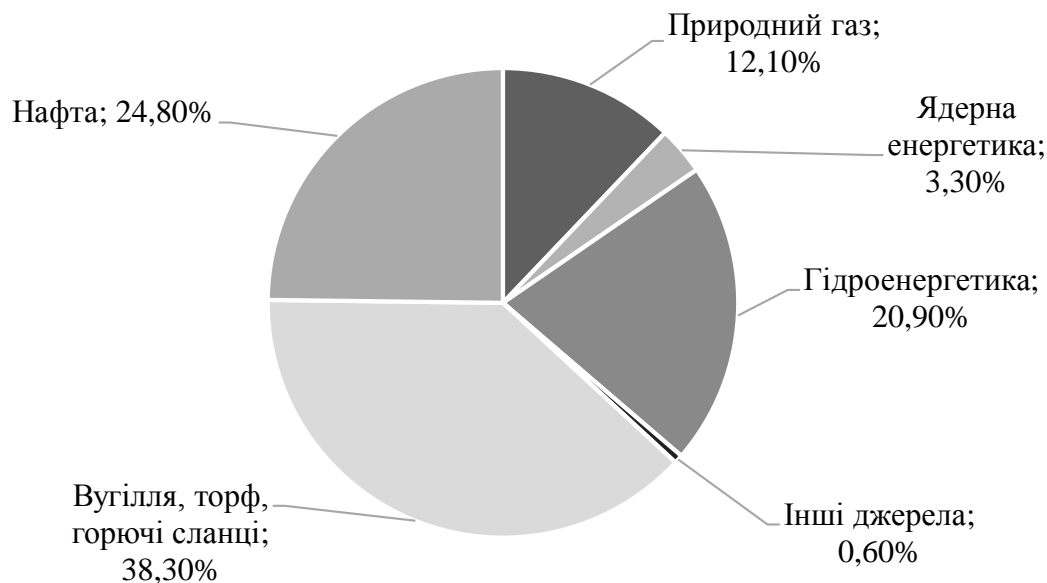


Рисунок 2.4 – Структура виробленої енергії в світі за джерелами в 1973 році [65]

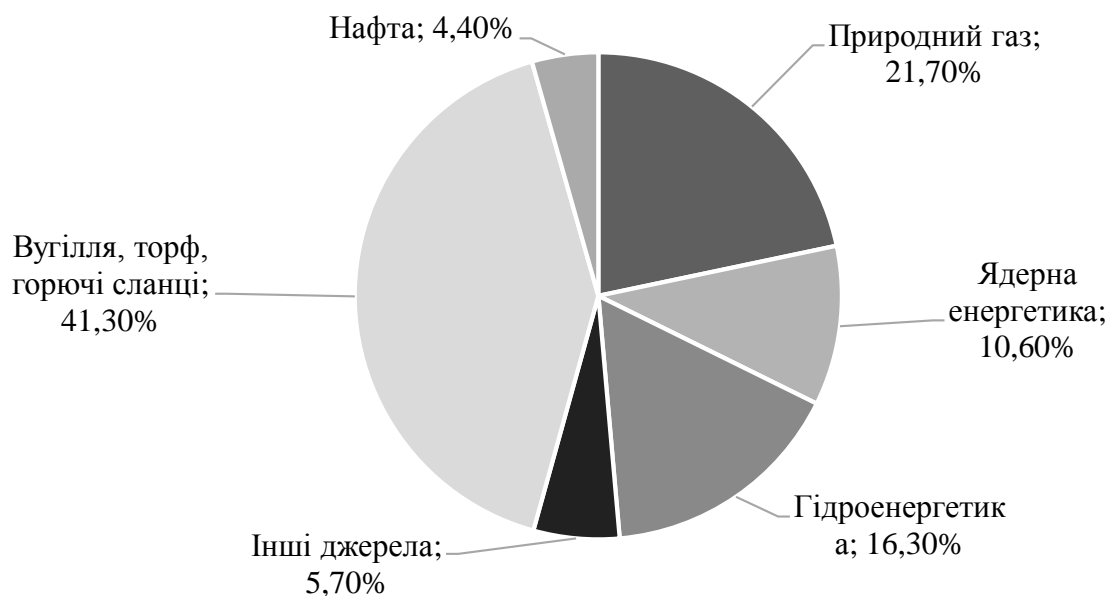


Рисунок 2.5 – Структура виробленої енергії в світі за джерелами в 2013 році [65]

Джерелом масованих атмосферних викидів і великотоннажних твердих відходів у цій галузі є ТЕС. Безпосередню екологічну небезпеку на локальному й регіональному рівнях створюють атмосферні викиди шкідливих речовин з

продуктами згорання органічних палив – газоподібні оксиди сірки та азоту, тверді частинки (зола), леткі органічні сполуки (зокрема бензопірен), леткі сполуки важких металів (ртуті, ванадію, нікелю), надходження яких в повітряне середовище завдає великої шкоди як усім основним компонентам біосфери, так і підприємствам, об'єктам міського господарства, транспорту, і, відповідно, населенню міст.

Поряд з газоподібними викидами теплоенергетика є «виробником» значних мас твердих відходів, до яких належать «хвости» вуглезбагачення, зола і шлаки. Відходи надходять у відвали, які пилять, «димлять» і різко погіршують атмосферний стан прилеглих територій, і відповідно негативно впливають на здоров'я мешканців прилеглих територій [66]. Крім того, видобуток та зберігання, а також захоронення золи та шлаків змінюють місцевий ландшафт. Певну екологічну небезпеку становлять ТЕС і як масштабні забруднювачі водних басейнів, адже на сучасні ТЕС припадає до 70 % промислового забору води з природних джерел [67]. З метою зниження перерахованого негативного впливу ТЕС до екологічно безпечного рівня мають бути застосовані нові природоохоронні технології з уловлювання шкідливих речовин в технологічних процесах підготовки палива, його спалювання та видалення газових і твердих продуктів згорання, безреагентних технологій підготовки води та ін. [67]

Крім того, теплова енергетика є одним з основних джерел викидів в атмосферу багатьох парникових газів (основними з них є водяна пара і вуглекислий газ), що утворюються при горінні органічних палив. Викид водяної пари ТЕС не призводить до помітного зростання його концентрації в атмосфері, він стає помітним при роботі ТЕС на природному газі. Разом з тим, викид ТЕС вуглекислого газу накопичується в атмосфері, сприяючи розвитку парникового ефекту (щорічний викид CO_2 усіма ТЕС світу складає близько 30 % всіх антропогенних викидів парникових газів в атмосферу планети) [67].

Очевидно, що важко назвати виробництво електроенергії на теплових електростанціях екологічно чистим, що обумовлює необхідність впровадження

низки заходів, основною метою яких є зниження їх впливу на навколишнє середовище.

Екологічно-орієнтовані заходи часто пов'язані з високими витратами та невимірюваними або складно вимірюваними ефектами. Незважаючи на це, підприємства енергетичного сектору, включаючи теплоенергетику, мають враховувати економіко-екологічні ефекти від їх діяльності [68].

Соціально-екологічна відповідальність бізнесу є поширеною практикою ведення бізнесу у США, Канаді, країнах Європи. При цьому в більшості випадків заходи соціального та екологічного спрямування впроваджуються за ініціативи самих підприємств. Це призводить до позитивного ефекту не тільки для громади та суспільства в цілому, але і підвищує імідж самої компанії, що в свою чергу, впливає на показники вартості бізнесу та його господарської діяльності.

Бездіяльність теплоенергетичних компаній в напрямку соціально-екологічної відповідальності в свою чергу призводить до негативних наслідків, які аналогічним чином можна поділити на соціальні та екологічні. Соціальні наслідки пов'язують з ризиками підвищення цін на паливо, а відповідно і тарифів на електроенергію, ризиками зниження енергетичної безпеки регіону, а також погіршенням стану здоров'я мешканців прилеглих територій та збільшенням витрат на компенсацію цих збитків. Екологічні наслідки роботи підприємств теплоенергетики пов'язані переважно з накопиченням твердих відходів від спалювання вугілля, значними викидами в атмосферу оксиду сірки та азоту, золи, летких сполук важких металів та інших забруднюючих речовин.

Особливо показовими є приклади соціально-екологічної відповідальності таких відомих теплоенергетичних компаній, як EDF (Франція), Fortum (Фінляндія), E.ON (Німеччина), RWE (Німеччина), Vattenfall (Швеція), Engie (Франція).

Компанія EDF є світовим лідером в сфері виробництва та постачання електроенергії. Основним джерелом виробництва електроенергії є ядерне паливо, але більше 20 % виробничих потужностей EDF використовують природний газ та вугілля [69].

Загалом електростанції компанії виробляють більше 120 ГВт електроенергії в країнах Європи, Азії, Африки, Північної та Південної Америки.

EDF є соціально та екологічно відповідальною компанією. Її основні принципи роботи закладені в документі під назвою "Strategy CAP 2030", який визначає головну стратегію - стати лідером в низьковуглецевій енергетиці. Компанія виокремила шість основних цілей корпоративної соціальної відповідальності, взявши за основу 17 цілей сталого розвитку Організації Об'єднаних Націй. Ці цілі пов'язані зі зміною клімату, розвитком персоналу, доступом до енергоресурсів, енергоефективністю, відкритістю компанії та збереженням біорізноманіття.

Також до 2030 року керівництво EDF ставить за мету втричі підвищити ділову активність за межами Франції задля стійкого зростання та зниження залежності від європейських цін на електроенергію.

Компанія Fortum є третьою за величиною генеруючих потужностей та найбільшим ритейлер електроенергії в країнах Північної Європи. Також компанія є одним зі світових лідерів у виробництві тепла. Зважаючи на те, що дві третини електроенергії компанія виробляє на атомних та гідроелектростанціях, вона є одним за найменших забруднювачів в Європі. На сьогоднішній день в компанії Fortum працює близько 8000 співробітників, виробничі потужності розміщені в країнах Скандинавії і Балтії, Росії, Польщі та Індії [70].

Соціальна відповідальність компанії Fortum пов'язана в першу чергу з безпекою умов праці, стійкому розвитку міст та етикою бізнес-операцій. Компанія знаходиться в активному діалозі з різними групами стейкхолдерів та враховує їх очікування в своїй діяльності. В компанії розроблений Кодекс поведінки, ключовим положенням якого є етична ділова практика і дотримання прав людини [70].

Компанія E.ON була утворена в червні 2000 року в результаті злиття двох найбільших промислових груп Німеччини - VEBA та Viag. На сьогоднішній день E.ON є однією з найбільших в світі приватних енергетичних груп. В кінці 2014 року компанія E.ON затвердила нову стратегію під назвою "Розширення прав і

можливостей клієнтів. Формуючи ринки". Стратегія компанії націлена на перехід на відновлювані джерела енергії [71].

Компанія RWE та її підрозділ RWE Generation на сьогодні є однією з провідних енергогенеруючих компаній в Європі. Потужність виробництва електроенергії становить понад 40 ГВт, на 79 підприємствах працює близько 14 000 чоловік. Електростанції RWE виробляють третину всієї електроенергії Німеччини. Одним з головних принципів компанії є забезпечення виробництва електроенергії в майбутньому ще більш екологічно чистим способом [72].

Діяльність компанії заснована на принципах відповідальності по відношенню до навколишнього середовища, її співробітників і суспільства. Ключовими принципами компанії є забезпечення енергією, надійність та орієнтація на майбутнє [72]

Компанія Vattenfall є одним з найбільших підприємств роздрібної торгівлі в Європі електричної і теплової енергії та один з найбільших виробників електроенергії та тепла. Основними ринками Vattenfall є Данія, Фінляндія, Нідерланди, Німеччина, Великобританія і Швеція. В компанії працює близько 20000 співробітників. Vattenfall AB є 100 % власністю держави Швеція, штаб-квартира знаходиться в місті Солна (Швеція) [73].

Vattenfall в своїй діяльності підтримує і дотримується численних міжнародних принципів і стандартів соціальної та екологічної відповідальності. Стратегічною ціллю компанії є досягнення стійкого розвитку [73].

Компанія Engie з часів перших інвестицій, зроблених ще в 1996 році, стала однією з найбільших енергетичних компаній, яка сьогодні забезпечує робочими місцями 152 900 працівників з усього світу. Engie розвиває свій бізнес на моделі, заснованій на відповідальному зростанні з урахуванням необхідності застосування енергозберігаючих та енергоефективних технологій та раціонального використання природних ресурсів. З огляду на те, що ТЕС виробляє багато CO₂, компанія проводить відповідні заходи щодо зниження негативного впливу на навколишнє середовище, зокрема наступні заходи по скороченню викидів вуглецю на своїх вугільних теплових електростанціях:

- використання біомаси з метою спільного спалювання для видобутку енергії;
- впровадження технології по зниженню вмісту діоксиду сірки;
- інвестиції в технології очищення [74].

А новостворені теплоелектростанції, які працюють на вугіллі, застосовують новітні технології, завдяки чому мають можливість отримати більш високий вихід електричної потужності за більш низького споживання вугілля. Крім того використовуються нові технології щодо уловлювання викидів в атмосферне повітря на вже існуючих електростанціях. Так, наприклад на електростанціях Токопілья і Мехільонес (Чилі) було встановлено рукавний фільтр, що дозволило значно скоротити викиди вуглекислого газу на цих підприємствах. Найближчим часом планується запуск системи сіркоочищення, що дозволить зменшити викиди SO_2 і NO_x . В результаті зазначених заходів, електростанції компанії Engie стануть більш екологічно чистими [74].

Крім того, розвиток нових технологій дозволяє стабільно підвищувати якість мазуту з метою економії енергії і збереження навколишнього природного середовища. Для досягнення цілей сталого розвитку компанія Engie намагається модернізувати свої електростанції шляхом об'єднання кількох видів палива, зокрема поєднання традиційних видів палива з біомасою [74].

Серед українських компаній, показовою є діяльність підприємства «ДТЕК Енерго». «ДТЕК Енерго» – операційна компанія в структурі енергетичного холдингу ДТЕК, який є найбільшою приватною вертикально-інтегрованою енергетичною компанією України, чиї підприємства ефективно працюють у сферах видобутку та збагачення вугілля, а також на ринках генерації та постачання електроенергії. Більша частина видобутого вугілля ДТЕК збагачується на власних фабриках і постачається переважно на підприємства генеруючого сегмента ДТЕК. Вироблена ТЕС електроенергія постачається на оптовий ринок електроенергії України, де ДТЕК виступає одним із ключових операторів [75].

В таблиці 2.3 наведені часткові показники інвестицій в програми соціально-екологічної відповідальності підприємств ДТЕК у 2011-2015 роках.

Для стратегічного управління соціально-екологічною відповідальністю підприємств теплоенергетики варто оцінити можливості щодо впровадження програм та заходів соціально-екологічної відповідальності, а також поточний рівень соціально-екологічної відповідальності.

Таблиця 2.3 – Часткові показники інвестицій в програми соціально-екологічної відповідальності підприємств ДТЕК [75]

Показник	2011	2012	2013	2014	2015
Інвестиції в природоохоронні заходи та програми соціально-екологічної відповідальності підприємства, млн. грн	77,5	367,9	370,8	203,2	101,9
Інвестиції в соціальний капітал (в навчання співробітників), млн. грн	23,37	47,06	50,46	38,98	27,19
Інвестиції в проекти соціального партнерства, млн грн	39,2	63,0	130,8	77,6	40,87
Інвестиції в охорону праці та промислову безпеку млн. грн	328,5	577,3	691,3	436,7	319,89

Інтегральний індекс можливостей підприємств теплоенергетики до впровадження соціально-екологічної відповідальності може бути визначений на базі індикаторів, що зводяться до трьох основних блоків: 1) інвестиційна спроможність підприємства щодо впровадження програм та заходів соціально-екологічної відповідальності; 2) трудовий потенціал підприємства; 3) індикатор соціально-екологічної активності підприємства (рис. 2.6).



Рисунок 2.6 – Складові індексу можливостей підприємств теплоенергетики до впровадження соціально-екологічної відповідальності [76]

На основі зазначених на рисунку 2.7 показників та даних щорічних звітів ДТЕК [75] був розрахований інтегральний індекс можливостей “ДТЕК Енерго” до впровадження соціально-екологічної відповідальності в 2011-2015 рр. (табл. 2.4).

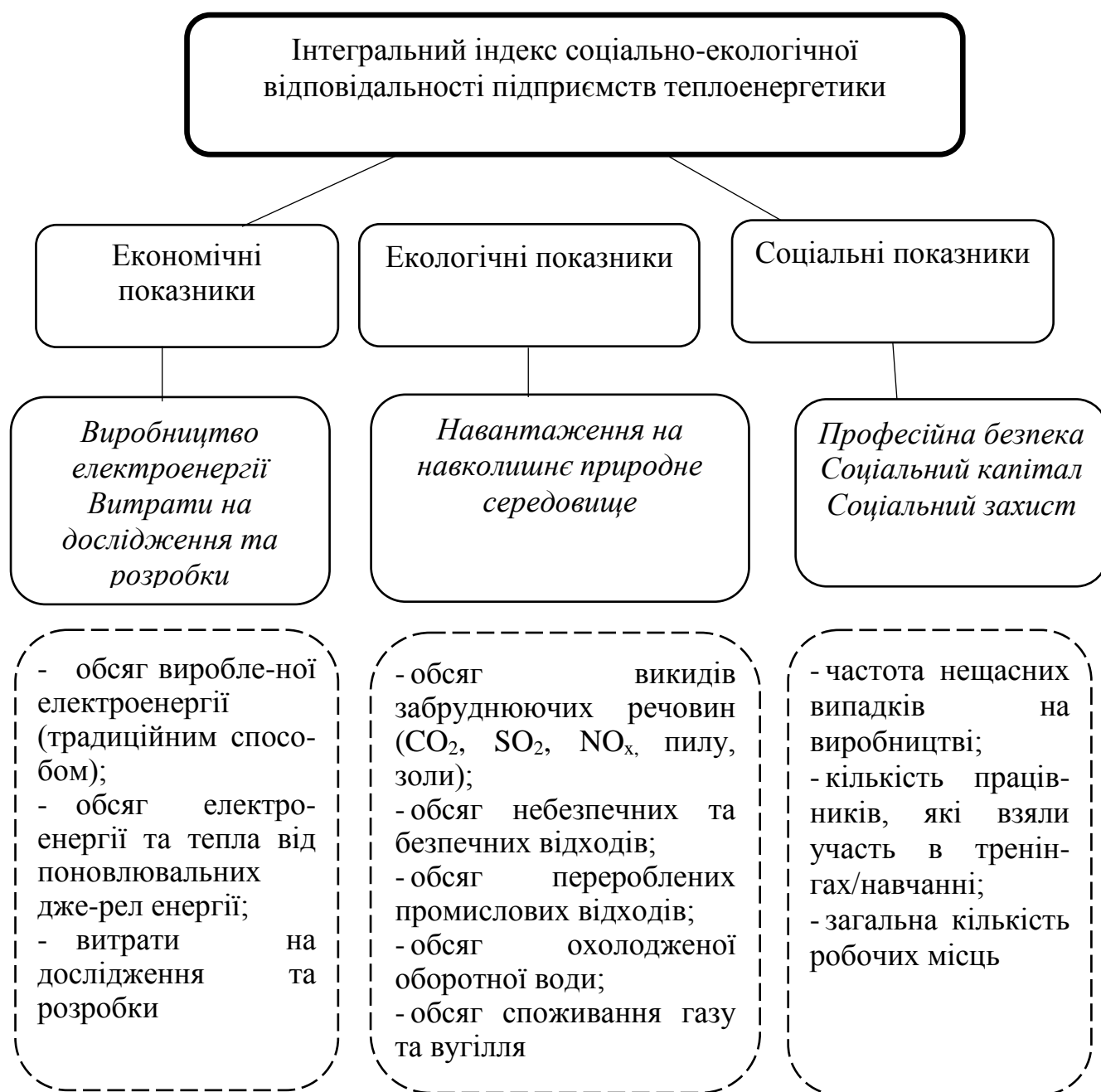


Рисунок 2.7 – Складові інтегрального індексу соціально-екологічної відповідальності підприємств теплоенергетики

Таблиця 2.4 – Інтегральний індекс можливостей підприємств ДТЕК до впровадження соціально-екологічної відповідальності в 2011-2015 рр. [76]

Рік	2011	2012	2013	2014	2015
Значення індексу можливостей до впровадження соціально-екологічної відповідальності $I_{МПТ}$	0,405	0,520	0,669	0,534	0,486

Причому, якщо у 2013 році рівень можливостей зазначеної компанії можна охарактеризувати як «високий» (адже значення підпадає у діапазон 0,667–1), то у всі інші досліджувані періоди часу – середнє значення.

Наявність ресурсів на підприємстві ще не означає, що підприємство впроваджуватиме соціально-екологічну відповідальність. Неабияку роль в цьому питанні відіграє усвідомлення керівництвом підприємства стратегічної ролі соціально-екологічної відповідальності для бізнесу, готовність підприємства до впровадження таких програм і заходів. З метою визначення рівня соціально-екологічної відповідальності підприємства теплоенергетики для прийняття управлінських рішень пропонуємо використовувати інтегральний індекс соціально-екологічної відповідальності для підприємств теплоенергетики.

Склад показників, обраних для моделі, та їх розподіл відрізняється від зазначених в інших методиках з огляду на необхідність врахування особливостей галузі теплоенергетики та розгляду і соціального, і екологічного аспекту відповідальності одночасно.

Методом головних компонент на основі даних провідних теплоенергетичних підприємств країн Західної Європи було отримано формулу для розрахунку інтегрального індексу соціально-екологічної відповідальності підприємств теплоенергетики [67]:

$$I_{CEBT} = 0,050 \cdot CO_2 + 0,038 \cdot SO_2 + 0,089 \cdot NO_x + 0,055 \cdot AFR + 0,044 \cdot EP + \\ + 0,035 \cdot EPE + 0,048 \cdot RE + 0,105 \cdot AP + 0,048 \cdot HW + 0,061 \cdot NHW + 0,073 \cdot D + \\ + 0,041 \cdot W + 0,069 \cdot CC + 0,068 \cdot GC + 0,064 \cdot ET + 0,064 \cdot CIW + 0,049 \cdot TW, \quad (2.1)$$

де CO_2 – обсяг викидів CO_2 , млн. т;

SO_2 – обсяг викидів SO_2 , тис. т;

NO_x – обсяг викидів NO_x , тис. т;

AFR – частота нещасних випадків на виробництві, %;

EP – обсяг виробленої електроенергії (традиційним способом), ТВт·ч;

EPE – витрати на дослідження та розробки, млн. євро;

RE – обсяг електроенергії, виробленої з поновлювальних джерел енергії, ТВт·ч;

AP – обсяг викидів золи, тис. т;

NW – обсяг небезпечних відходів, т;

NHW – обсяг безпечних відходів, т;

D – обсяг викидів пилу, т;

W – обсяг споживання води, млн. м³;

CC – обсяг споживання вугілля, тис. т/кВт·ч;

GC – обсяг споживання природного газу, млн м³/ГВт·ч;

ET – кількість працівників, які взяли участь в тренінгах/навчанні, осіб;

CIW – обсяг перероблених промислових відходів, т;

TW – загальна кількість робочих місць, осіб.

Інтегральний індекс соціально-екологічної відповідальності підприємств теплоенергетики приймає значення від 0 до 1. У випадку, коли значення інтегрального індексу соціально-екологічної відповідальності знаходиться в діапазоні 0–0,333, мова йде про низький рівень, 0,334–0,666 – середній рівень, 0,667–1 – високий рівень.

В моделі присутні як показники-дестимулятори, так і показники-стимулятори. Показники-дестимулятори – це показники, збільшення значень яких зменшує значення результуючого показника. З іншого боку, показники-стимулятори – це показники, збільшення значень яких збільшує значення результуючого показника.

До показників-дестимуляторів було віднесено наступні:

- обсяг викидів CO₂;
- обсяг викидів SO₂;
- обсяг викидів NO_x;
- обсяг викидів золи / попилу;
- обсяг небезпечних відходів;
- обсяг відходів – безпечних речовин;
- обсяг викидів пилу;

- обсяг охолодженої оборотної води;
- обсяг використання вугілля;
- обсяг споживання газу;
- частота нещасних випадків на виробництві.

До показників-стимуляторів було віднесено наступні:

- обсяг виробленої електроенергії (традиційним способом);
- обсяг електроенергії та тепла від поновлюваних джерел енергії;
- обсяг перероблених звичайних промислових відходів;
- витрати на дослідження та розробки;
- кількість працівників, які взяли участь в тренінгах/навчанні;
- загальна кількість робочих місць на підприємстві.

Результати обрахунку значення інтегрального індексу соціально-екологічної відповідальності для окремих підприємств теплоенергетики Західної Європи наведені в табл. 2.5.

Графічне відображення отриманих даних наведене на рис. 2.8.

Таблиця 2.5 – Значення інтегрального індексу соціально-екологічної відповідальності для окремих підприємств теплоенергетики Західної Європи

Підприємство	2011	2012	2013	2014	2015
EDF	0,457	0,429	0,414	0,544	0,617
Fortum	0,470	0,535	0,450	0,560	0,698
E.ON	0,319	0,330	0,499	0,606	0,613
RWE	0,726	0,293	0,502	0,521	0,501
Vattenfall	0,346	0,650	0,526	0,663	0,602
Engie	0,480	0,329	0,555	0,579	0,726

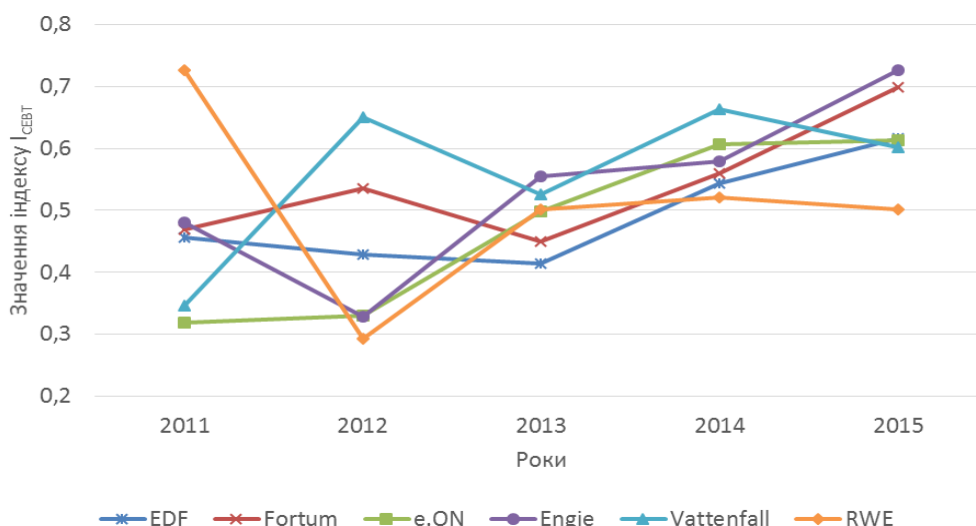


Рисунок 2.8 – Порівняльна характеристика індексу соціально-екологічної відповідальності для окремих підприємств теплоенергетики Західної Європи

За результатами кореляційного аналізу отриманих даних інтегрального індексу соціально-екологічної відповідальності підприємств теплоенергетики та значень інших досить поширених індексів соціальної відповідальності бізнесу та індексів, що описують екологічну складову корпоративної відповідальності бізнесу, за якими підприємства подають інтегровані звіти та звіти зі сталого розвитку (для кожного такого індексу було проведено окремий аналіз), можна дійти висновку, що запропонована модель інтегрального індексу соціально-екологічної відповідальності підприємств теплоенергетики має право на існування і доволі достовірно кількісно вимірює соціально-екологічну відповідальність підприємств теплоенергетики.

2.4 Методичні підходи до оцінки та прогнозування атмосфероохоронних витрат у теплоенергетиці

Циклічне підвищення цін на природний газ, нафту і нафтопродукти спричинили перегляд енергетичної політики в багатьох країнах. У першу чергу

була досліджена можливість оптимізації структури паливного забезпечення з урахуванням ряду політичних, економічних, соціальних і екологічних факторів.

Разом з тим, при практичній реалізації, наприклад, вугільної стратегії паливозабезпечення, виникає ряд проблем, серед яких найбільш важливою виявилася проблема забруднення навколишнього середовища, тісно пов'язана з видом і якістю споживаного палива. Найменш розробленим, в методичному плані, є питання оцінки і прогнозування додаткових атмосфероохоронних витрат, обумовлених зміною структури споживаного палива. Стало очевидним, що перехід на вугільну концепцію розвитку теплоенергетики передбачає необхідність всебічного аналізу динаміки емісії оксидів сірки, оксидів азоту і золи, можливих змін показників економічного збитку, величини платежів за забруднення навколишнього середовища та атмосфероохоронних витрат на зниження викидів додаткової маси забруднюючих речовин.

Оцінка капітальних витрат на придушення викидів сірчистого ангідриду. Розмір капітальних витрат на зниження заданого обсягу викидів сірчистого ангідриду пропонується розраховувати за формулою:

$$Z_{\kappa(i)}^{SO_2} = k_u \cdot k_i^s \cdot k_i^p \cdot k_i^w (Z_{\kappa(i)}^{np} - k_z Z_{\kappa(i)}^{\bar{o}}) \Delta M, \quad (2.2)$$

де k_u – коефіцієнт індексації вартості обладнання та будівельно-монтажних робіт (приймається відповідно до офіційних методичних рекомендацій); k_i^s – коефіцієнт, що враховує робочу сірчистість палива, що спалюється на i -ій ТЕС (розраховується за формулою (2.3)); k_i^p – коефіцієнт, що враховує встановлену потужність i -ої ТЕС (розраховується за формулою (2.4)); k_i^w – коригуючий коефіцієнт, що враховує питому вагу вугілля в загальній структурі споживаного палива на i -ій ТЕС (приймається по табл. 2.6); k_z – коефіцієнт заміщення витрат (для теплоенергетики приймається в інтервалі - 0,3-0,5 [77, с. 241]); ΔM – необхідна маса зниження викидів сірчистого ангідриду, т; $Z_{\kappa(i)}^{np}, Z_{\kappa(i)}^{\bar{o}}$ – питомі

капітальні витрати при проектній і базовій ступені придушення на i -ій ТЕС, відповідно, дол. / т SO_2 (розраховуються окремо для конкретної ТЕС із залежностей, представленим в табл. 2.6).

Таблиця 2.6 – Значення коригуючого коефіцієнта структури споживаного палива [77, с. 214]

Питома вага вугілля в структурі палива, %	до 20	21-40	41-60	61-80	Більше 80
Значення коригуючого коефіцієнта (k_i^w)	0,85	0,88	0,92	0,96	1,0

Основним недоліком вихідної інформації, яка використовувалася нами при визначенні залежності питомих капітальних витрат від ступеня придушення викидів ($3_{\kappa(i)}^{np}, 3_{\kappa(i)}^{\delta}$), є її несумісність за показниками робочої сірчистості споживаних вугілля, потужності ТЕС і ступеня придушення викидів. Для приведення інформації в співставний вигляд пропонується «зафіксувати» перші дві характеристики – робочу сірчистість і потужність ТЕС і пов'язати їх через відповідні коефіцієнти, які залежать від встановленої потужності ТЕС (k_p)

$$k_p = 1,65 - P / 2835, \quad (2.3)$$

і від робочої сірчистості палива (k_s)

$$k_s = \frac{1}{1,58 - 0,27 \cdot S^p}, \quad (2.4)$$

де P – встановлена потужність ТЕС, МВт; S^p – вміст сірки в паливі на робочу масу,%. (Коефіцієнти k_p і k_s розраховані при базових значеннях потужності $P_{\delta} = 1$

843 МВт і сірчистості = 2,14%. Тобто, при базових значеннях встановленої потужності і робочої сірчистості коефіцієнти k_p і k_s рівні одиниці).

Слід зазначити, що для теплових електростанцій, включених в табл. 2.7, значення коефіцієнтів k_i^s і k_i^p у формулі (2.2) дорівнюють одиниці. Це обумовлено тим, що показники робочої сірчистості палива і встановлена потужність ТЕС, враховувалися раніше, при визначенні як базових значень питомих капітальних витрат (при $E = 80\%$), так і при визначенні характеру функціональних залежностей витрат. Для теплових електростанцій, що не увійшли в табл. 2.7, рекомендується приймати узагальнену залежність питомих капітальних витрат (останній рядок в табл. 2.7) і розраховувати відповідні значення коефіцієнтів k_i^s і k_i^p .

Таблиця 2.7 – Питомі капітальні і поточні витрати знешкодження викидів SO_2 для теплових електростанцій України [77, с. 213]

Електростанції	Встановлена потужність (P), МВт	Сірчистість вугілля (S^p), %	k_p	k_s	Питомі витрати при базовому 80-відсотковому ступені знешкодження викидів SO_2 , долл./т SO_2		Залежності для прогнозування питомих капітальних витрат в інтервалі 15-97,5%
					Капітальні	Поточні	
1	2	3	4	5	6	7	8
Ладизинська	1800	2,84	1,01	1,23	328	58	$3 = 4,418 E^{0,9763}$
Углегірська	3600	2,87	0,38	1,24	865	153	$3 = 11,646 E^{0,9771}$
Запоріжська	3600	1,49	0,38	0,85	1250	224	$3 = 16,745 E^{0,978}$
Зуївська	1200	1,54	1,23	0,80	410	73	$3 = 5,523 E^{0,9763}$

Продовження таблиці 2.7

1	2	3	4	5	6	7	8
Курахівська	1460	1,20	1,14	0,79	448	80	$3 = 6,004 E^{0,9778}$
Бурштинська	2100	2,10	0,91	0,99	448	80	$3 = 6,004 E^{0,9778}$
Луганська	1400	1,07	1,14	0,77	460	82	$3 = 6,237 E^{0,9752}$
Слав'янська	1440	1,31	1,14	0,82	432	77	$3 = 5,794 E^{0,9776}$
Старобишівська	1750	1,31	1,03	0,82	478	86	$3 = 6,414 E^{0,9774}$
Придніпровська	1740	1,65	1,03	0,88	445	79	$3 = 6,012 E^{0,9759}$
Криворіжська	2820	2,07	0,66	1,02	600	107	$3 = 8,044 E^{0,9777}$
Трипільська	1800	1,43	1,02	0,84	471	84	$3 = 6,347 E^{0,9766}$
Зміївська	2190	1,32	0,88	0,82	560	100	$3 = 7,469 E^{0,9794}$
Середнє значення	2069	1,70	0,92	0,91	487	86	$3 = 6,564 E^{0,9765}$

Оцінка капітальних витрат на придушення викидів окислів азоту. Капітальні витрати на зниження заданого обсягу викидів окислів азоту пропонується розраховувати за формулою:

$$Z_{\kappa(i)}^{NO_x} = k_u \cdot k_{cm} (Z_{\kappa(i)}^{om(np)} - k_z Z_{\kappa(i)}^{om(b)}) \Delta M, \quad (2.5)$$

де k_{cm} – коефіцієнт, що служить для переведення відносних одиниць питомих капітальних витрат в вартісне вираження; $Z_{\kappa(i)}^{om(np)}, Z_{\kappa(i)}^{om(b)}$ – відносне значення питомих капітальних витрат на придушення викидів однієї тонни окислів азоту при проектній і базовій ступені придушення на i -ій ТЕС, відповідно, відн.од. / т NO_x (розраховуються окремо для конкретної ТЕС за формулами (2.6) - (2.8) залежно від технології придушення викидів); інші позначення - аналогічні формулі (2.2).

На підставі обробки даних про роботу різних технологічних установок хімічного очищення димових газів на зарубіжних ТЕС, були отримані функції відносної зміни капітальних витрат на придушення викидів окислів азоту:

- некаталітичні методи:

$$Z_{\kappa}^{omn} = 0,0003896E^2 - 0,027705E + 1,4632, \quad (2.6)$$

- каталітичні методи:

$$Z_{\kappa}^{omn} = 0,001818E^2 - 0,2479E + 9,5758, \quad (2.7)$$

- комплексне регулювання викидів окислів азоту шляхом зменшення його утворення при згоранні з наступним каталітичним доочищенням:

$$Z_{\kappa}^{omn} = 0,000974E^2 - 0,126E + 4,877, \quad (2.8)$$

Одиничний рівень витрат ($Z_{\kappa}^{omn}=1$) відповідає 30-відсоткової ступеня придушення викидів окислів азоту некаталітичними методами. За нашими оцінками [77, с. 219], вартісне значення питомих капітальних витрат при базовій ступеня придушення викидів $E = 30\%$, відповідає 130 дол. / т NO_x .

Оцінка капітальних витрат на придушення викидів золи. Наведені витрати на зниження заданого обсягу викидів золи пропонується розраховувати за формулою:

$$Z_{\kappa(i)}^{зола} = k_u \cdot k_{int} \cdot (Z_{\kappa(i)}^{np} - k_z Z_{\kappa(i)}^o) \Delta M, \quad (2.9)$$

де k_{int} – інтегральний коригуючий коефіцієнт, що враховує технологічні умови роботи пилогазоочисного обладнання, розраховується за формулою:

$$k_{int} = k_{ГОУ} \cdot k_{Ap} \cdot k_P, \quad (2.10)$$

де $k_{ГОВ}$ – коефіцієнт, що враховує тип пилогазоочисного обладнання (батарейні циклонні установки – 1,0; мокрі золоуловлювачі з трубою Вентурі – 0,57; електрофільтри – 2,4 [77, с. 225]); k_{Ap} – коефіцієнт, що враховує робочу зольність палива (приймається по табл. 2.7); k_p – коефіцієнт, що враховує потужність пилогазоочисного обладнання (приймається по табл. 2.8); інші позначення – аналогічні формулі (2.2).

Таблиця 2.8 – Коефіцієнти для коригування питомих приведених витрат на придушення викидів золи в залежності від потужності пилогазоочисних споруд

Значення потужності пилогазоочисного обладнання, тис.м³/р.	Питомі приведені витрати, дол./кг викидів ($E_6 =$ 98,5%)	Значення коригуючого кофіцієнта (k_p)
до 99	2,47	2,2
100-199	1,82	1,63
200-299	1,52	1,36
300-399	1,34	1,17
400-499	1,21	1,1
500-599	1,12	1,0
600-999	0,89	0,8
1000-1999	0,65	0,58
2000-2999	0,54	0,48
більше 3000	менше 0,54	0,45

Визначення ступеня придушення викидів. При оцінці і прогнозуванні витрат на зниження заданого обсягу викидів необхідно знати базову (віднесену до деякого базового періоду), поточну і проектну ступінь придушення викидів. Зміну ступеня придушення викидів протягом деякого періоду можна визначити за формулою:

$$\frac{\Delta E}{\Delta t} = v \frac{K_t - K_{t-1}}{K_T - K_o}, \quad (2.11)$$

де K_t – капітальні вкладення в атмосфероохоронні заходи в t -му році, грош. од.; K_o , K_T – капіталовкладення в атмосфероохоронні заходи в деякому базовому (початковому) і кінцевому році аналізованого періоду, грош. од.; v – коефіцієнт пропорційності, що характеризує фактичну технологічну ефективність роботи пилогазоочисного обладнання ($0 \leq v \leq 1$).

Капіталовкладення в атмосфероохоронного заходи, в загальному вигляді, можна визначити за формулою:

$$K_t = K_{t-1} + I_t - \delta K_{t-1}, \quad (2.12)$$

де I_t – реальні інвестиції в атмосфероохоронні заходи в t -му році, грош.од.; δ – норма амортизаційних відрахувань, частки од.

Якщо інвестиції спрямовані на оновлення вибулого устаткування ($\Delta E = 0$), тоді $I_t = \delta K_{t-1}$.

Сумарну, за період від $t = 1$ до T , зміну ступеня придушення викидів можна визначити за формулою:

$$\sum_{t=1}^T \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{V}{K_T - K_o} \sum_{t=1}^T (K_t - K_{t-1}) = V \quad (2.13)$$

Таким чином, V являє собою ступінь придушення викидів в деякому плановому році T . Тоді формулу (2.13) можна записати як:

$$E(T) = E(0) + \sum_{t=1}^T \frac{\Delta E}{\Delta t}, \quad (2.14)$$

де $E(T)$, $E(0)$ – ступінь придушення викидів в плановому і в базовому році, відповідно, частки од.

Під плановим, слід розуміти рік, в якому необхідно досягти певного, заданого нормативними документами, рівня придушення викидів. Якщо ж відома базова ступінь придушення викидів E_0 і необхідну зниження викидів ΔM , то проектна ступінь придушення E_{np} , може бути розрахована за формулою:

$$E_{np} = \frac{\Delta M(100 - E_0)}{M_0} + E_0, \quad (2.15)$$

де ΔM – потрібне зниження викидів, т; M_0 – існуюча (базова) маса викидів забруднюючих речовин, т; E_0 – існуюча (базова) ступінь очищення викидів, %.

Формули (2.2) - (2.9) можуть застосовуватися для розрахунку капітальних витрат на зниження заданого обсягу викидів SO_2 , NO_x і золи на будь-який ТЕС. При цьому передбачається, що таким розрахункам передувала процедура оптимізації вибору джерел придушення викидів по регіону, або було прийнято директивне рішення про зниження викидів на конкретній ТЕС.

При першому підході, тобто при регіональній оптимізації придушення викидів, формули (2.2) - (2.9) можуть застосовуватися у випадках, коли на ТЕС вже є установки з придушення викидів SO_2 , NO_x і золи, а завдання формулюється як необхідність подальшого зниження забруднення. Зміна відносного або абсолютного рівня питомих капітальних витрат характеризує, таким чином, тенденцію зростання витрат щодо базової (фактично має місце в даному регіоні) ступеня придушення. Значення базового ступеня придушення теоретично може бути встановлено на будь-якому рівні в інтервалі від 0 до 100%. При цьому буде скоректований тільки масштаб відносної або абсолютної зміни питомих капітальних вкладень.

При другому підході можливість застосування формул (2.2) - (2.9) обумовлена наступними передумовами. При прийнятті рішення про будівництво конкретної технологічної установки, відомості про характер зміни витрат від

ступеня придушення викидів в інтервалі від нуля до проектного рівня не мають принципового значення. При цьому має місце одномоментний «стрибок» витрат до рівня, обумовленого техніко-технологічними характеристиками впроваджуваної установки. Тобто, необхідність подальшого зниження викидів на конкретній ТЕС передбачає перехід до нової, більш прогресивної технології з відповідною ступінчастою зміною рівня питомих витрат.

При оцінці і прогнозуванні витрат необхідно враховувати ще одну важливу особливість всіх технологій придушення викидів золи, оксидів сірки і азоту – наявність, так званого, «поля питомих витрат». Такі відмінності пояснюються варіантністю апаратного оформлення технологічних установок і можливістю досягнення однаковою мірою придушення при використанні різних технологій. По суті, отримані нами залежності для оцінки витрат від ступеня придушення викидів SO_2 , NO_x і золи є згладжуючими і дають середні значення зміни питомих витрат.

Аналіз і прогнозування атмосфероохоронних витрат при зміні структури палива, його фізичних і економічних характеристик мають свої особливості. При незмінному загальному обсязі споживання умовного палива для виробництва планового кількості теплової та електричної енергії може змінюватися його структура. Це призводить до зміни питомих викидів забруднюючих речовин у розрахунку на одну тону умовного палива. Для визначення питомих викидів SO_2 і NO_x нами були розроблені спеціальні номограми в двох системах: «газ – мазут» і «газ – вугілля» [78]. Середньозважене значення питомих викидів забруднюючих речовин (m_i) пропонується розраховувати за формулою:

$$m_i = \sum_{j=1}^n q_i \eta_j, \quad (2.16)$$

де q_i , – питомі викиди i -го забруднюючої речовини в розрахунку на одну тону умовного палива, т / т у.п.;

η_j – частка j -го палива в загальній структурі споживаного палива, частки од.

Приклад. Припустимо, на Зміївській ГРЕС існуюча структура споживаного палива: вугілля – 68,5%; мазут – 4,1%; газ – 27,4% [79]. Прийнято рішення про зміну структури палива: вугілля – 75%; мазут – 15%; газ – 10%. Загальна кількість палива залишається незмінним і становить 4314 тис. т.у.п. на рік. Необхідно дати прогнозну оцінку зміни обсягу викидів SO_2 .

Скористаємося номограмами для експрес-методу оцінки питомих викидів (тонн SO_2 / т.у.т.) В системі «газ – мазут» [78] і «газ – вугілля» [78]. Результати розрахунків представлені в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 – Розрахункове значення питомих викидів SO_2 при існуючій і проектній структурі палива

Паливо	Структура палива		Питомі викиди SO_2 , т/т.у.п.	
	Існуюча	Проектна	При існуючій структурі палива	При проектній структурі палива
Вугілля	68,5	75	0,015	0,017
Газ	27,4	10	0,002	0,002
Мазут	4,1	15	0,0023	0,0048

За отриманими даними про питомі викиди SO_2 на тонну умовного палива при спалюванні газу, мазуту і вугілля за формулою (2.16) визначаємо середньозважене за структурою споживаного палива значення питомої викиду SO_2 : для існуючої структури палива – $0,015 \cdot 0,685 + 0,0023 \cdot 0,041 + 0,002 \cdot 0,274 = 0,0121$ тонн SO_2 / т.у.п.; для проектної структури палива – $0,017 \cdot 0,75 + 0,0048 \cdot 0,15 + 0,002 \cdot 0,1 = 0,01367$ тонн SO_2 / т.у.п.

З урахуванням того, що загальний обсяг споживаного палива не змінився, викиди SO_2 складають: для існуючої структури палива - $0,0121 \cdot 4314000 = 52199$ т / рік; для проектної структури палива – $0,01367 \cdot 4314000 = 58972$ т / рік.

Припустимо, що після відповідного аналізу було прийнято рішення про будівництво установки, що дозволяє знизити викиди SO_2 на 10000 т / рік. Викиди

SO_2 при проектній структурі палива відповідають 17-відсотковому рівню уловлювання. Необхідно дати прогнозну оцінку додаткових капітальних витрат.

За формулою (2.15) визначаємо необхідну (проектну) ступінь придушення викидів SO_2 :

$$E_{np} = \frac{10000 \cdot (100 - 17)}{58972} + 17 = 31,1\% \quad (2.17)$$

Використанням залежностей, представлених в табл. 2.7, визначимо питомі капітальні витрати при базовій дол. / т. і проектної ступеня дол. / т. придушення викидів SO_2 , відповідно.

За формулою (2.16) розраховуємо загальний обсяг капітальних витрат, необхідних для реалізації проекту. Оскільки в змінній структурі споживаного палива питома вага вугілля залишився в одному діапазоні (61-80%), за даними, представленим в табл. 2.6, приймаємо єдиний коригуючий коефіцієнт = 0,96:

$$Z_k = 0,96 (217,8 - 0,3 \cdot 119,7) 10000 = 1818899 \text{ дол.} \quad (2.18)$$

При визначенні поточних витрат приймаємо прямо пропорційну їх залежність від ступеня придушення викидів. Тоді, виходячи з даних, представлених в табл. 2.7, для умов Зміївської ГРЕС поточні витрати при $E_{np} = 31,1\%$ складуть 38,8 дол. / т. SO_2 або 38800 дол. / рік.

3 МОДЕЛЮВАННЯ ДВОРІВНЕВОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ЕФЕКТИВНІСТЮ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

3.1 Обґрунтування методичних підходів до прогнозування споживання електричної енергії

Створення інноваційних інтелектуальних систем управління процесами енергоспоживання є життєво важливим завданням як для окремих об'єктів (установ), країн, так і для глобальної економіки в цілому. Рішення таких актуальних проблем, як зниження енерговитратності, забезпечення енергонезалежності, зменшення обсягів викидів парникових газів, вимагає ідентифікації адекватних методів аналізу, моделювання і прогнозування часових рядів споживання і виробництва різних видів енергії, їх інтеграції з існуючими інформаційними системами для прийняття управлінських рішень в масштабах окремих підприємств, міст, галузей економіки та держав. Недостатній ступінь розробки теоретико-методологічних підходів і практичних аспектів застосування систем прогнозування та оцінювання ефективності використання електроенергії в Україні актуалізують необхідність створення комплексних автоматизованих систем енергоменеджменту з використанням сучасних методів машинного навчання.

Повсюдне поширення сучасних технологічних пристроїв для вимірювання обсягу спожитої енергії сприяло розвитку інженерних і статистичних методів аналізу, що дозволяє ефективно планувати, передбачати і контролювати зростаючу навантаження на електромережу.

В останнє десятиліття активізувалися наукові дослідження як в області прогнозування споживання електроенергії для промислових, комунальних та енергорозподільчих підприємств, житлових комплексів, бізнес структур, так і окремих будинків [81-84]. Це обумовлено необхідністю забезпечення енергоефективності будівель, визнаної Міжнародним енергетичним агентством

(the International Energy Agency) як одне з п'яти умов, що забезпечують зменшення кінцевого споживання енергії та пов'язаних з нею викидів CO₂ [85]. Екологічні передумови і економічна доцільність сприяли розробці національних правил енергоефективного дизайну для різних типів будівель, що дало поштовх розвитку комп'ютерного програмного забезпечення для енергоефективного проектування нових будинків, таких як EnergyPlus, DOE-2, eQUEST, IES, ECOTECT і т. д. [86].

Підтримка енергоефективності будівель вимагає постійного моніторингу показників енергоспоживання та визначення факторів, які на них впливають в режимі реального часу. Більшість дослідників виділяють погодні умови як головні чинники, що визначають динаміку попиту на електроенергію. До них відносять: показники температури (повітря, навколишнього середовища, сухих ламп, точки роси, вологою точки, температури в приміщеннях); показники вологості, тиску, швидкості і напрямку вітру, хмарності та яскравості сонця; атмосферні опади [87]. Серед додаткових незалежних факторів автори використовують в моделях змінні електричного навантаження, теплопередачі або теплового індексу; календарні змінні; показники розміру і операційні характеристики будівель, розвитку міської інфраструктури; показники рівня життя і соціально-економічного розвитку [87].

Наприклад, для прогнозування попиту на електроенергію в житловому секторі Чилі [83] автори використовують дані по середньоденного споживання енергії в кВт в якості залежної змінної, змінні середньоденний температури в Цельсіях і денний вартості одиниці рахунку Чилі як пояснюють змінних. Для відображення календарних ефектів дослідники включають фіктивні змінні, а саме змінну для всіх субот, змінну для всіх недільних днів і змінну для свят в інтервалі дослідження [83]. Слід зазначити, що періодичність часових рядів, які використовуються в моделях, визначається джерелом і доступністю даних.

Так, в роботі [84] представлені часові ряди споживання електроенергії, в дослідженні [82] - півгодинні дані з річним часовим інтервалом. Відповідно, прогнози, отримані на такій вибірці, можуть бути тільки короткостроковими, наприклад на тиждень. Для отримання середньострокових і довгострокових

прогнозів використовують моделі, які оцінюються на даних більшої частоти (наприклад, місячні [88]) і більш тривалого тимчасового інтервалу (кілька десятиліть). Прогнозування в режимі реального часу вимагає отримання даних з вимірювальних приладів щохвилини або посекундно.

Аналіз відкритої статистичної інформації по споживанню електроенергії в Україні та інших країнах [89], [90] показує, що статистичні дані про валовий споживання електроенергії всіма секторами економіки доступні тільки по роках; показники кінцевого споживання з урахуванням джерел відновлюваної енергії в розрізі домогосподарств, секторів промисловості, транспорту, послуг, сільського, лісового і рибного господарств, а також неенергетичного споживання енергії, є тільки з 2007р. При цьому зі звітів профільних міністерств [91] можна отримати місячні показники по валовому споживанню енергії в країні, і тільки в межах останнього десятиліття.

Порівняльний аналіз методичних підходів до розрахунку показника енергетичної безпеки виявив цілий ряд слабких сторін національних систем оцінювання енергетичної безпеки як складової національної безпеки країни. Зокрема, визначено недоліки підходу до розрахунку рівня енергетичної безпеки України [92]. До них відносяться: обмеженість кола аспектів енергетичної безпеки, за якими здійснюється оцінка, відсутність бази для порівняння і тривалого ряду статистичних даних за індикаторами енергобезпеки, повільне оновлення порогових значень індикаторів, закладених в алгоритм нормування. Крім вітчизняного підходу проведено аналіз методик по оцінці показника ризику енергетичної безпеки, розроблених Інститутом енергетики Сполучених Штатів Америки і Міжнародним енергетичним агентством [93]; здійснено порівняльний аналіз даних методик з вітчизняним підходом. За результатами аналізу були виявлені відмінності в нормуванні окремих індикаторів, якісних характеристиках окремих індикаторів і методики визначення відповідних вагових коефіцієнтів для кожного показника. Запропоновано включити до переліку індикаторів енергетичної безпеки країни такі показники, як волатильність ринку, показники інтенсивності використання енергії, стан світових і регіональних запасів палива і

т.д. Для вирішення проблеми моделювання реальних статистичних даних, представлених різної частотністю, запропоновано використання моделей змішаної частотності, Mixed-Data Sampling Models (MIDAS) [94], для визначення залежності між можливими факторами енергобезпеки та енергетичною ефективністю національної економіки країни.

Одним з варіантів вирішення проблеми малої вибірки даних для отримання адекватних статистично значущих результатів і якісних прогнозів може бути використання панельних моделей, які оцінюють аналогічні показники по групі об'єктів, наприклад, одночасно по всіх навчальних закладах регіону, регіонах країни або по країнах зі схожими параметрами розвитку.

Так, в статті [95] використана панельна вибірка річних даних по споживанню електроенергії житловими будинками в розрізі міст Китаю для виявлення найбільш значущих чинників будівництва «зелених будинків». Автори роботи [96] досліджують попит на електрику в промисловості і сфері послуг Тайваню, аналізуючи панельні дані по 23 промисловим галузям і 9 секторам послуг за 1998-2015 рр.

У статті [97] оцінюється ефективність споживання електроенергії для незбалансованої групи з 27 країн з перехідною економікою та 6 країн-членів ОЕСР в Європі в період з 1994 по 2007 рр. Таким чином, можна зробити висновок, що для України, найбільш прийнятними є моделі на основі панельних даних.

При цьому, фокус наукових досліджень в цих країнах повинен бути зміщений в сторону моделювання попиту на електроенергію окремими об'єктами, що мають відповідне обладнання для вимірювання споживання електроенергії високочастотної фіксації, з подальшою екстраполяцією отриманих результатів на більш високі рівні (галузеві, регіональні).

Зазначений вище підхід детально представлений в роботі канадських вчених [95], які виділили дві методики моделювання попиту на електроенергію в житловому секторі: «зверху вниз» і «знизу вгору».

Перший підхід фокусується на виявленні ключових факторів і прогнозуванні споживання електроенергії по житловим об'єктам різного рівня в залежності від історичних даних по житловим будівлям і змінних верхнього рівня, які включають макроекономічні показники (валовий внутрішній продукт, показники безробіття і інфляції), ціни на різні види енергії, кліматичні чинники.

Другий підхід заснований на використанні статистичних і інженерних методологій для передбачення споживання електроенергії на регіональному та національному рівнях за допомогою екстраполяції показників репрезентативного набору окремих будинків [98].

Слід зазначити, що інженерні моделі, які описують кінцеве споживання енергії як природне явище, ґрунтуючись на фізичних законах і не вимагають історичних даних енергоспоживання, зараз практично не використовується. Стрімке збільшення джерел і обсягів даних, технологій їх обробки і потужностей процесингових систем, сприяли зміщення наукових інтересів в сторону статистичних методик.

Різноманіття статистичних моделей обумовлено як відмінностями в структурі даних (лінійні і нелінійні; дискретні, і безперервні моделі), так і розвитком методів машинного навчання і програмних засобів, які їх реалізують. Широкого поширення набули параметричні і непараметричні методи, які можна класифікувати на регресивні, авторегресійні методи, моделі Фур'є, нейронні мережі, моделі нечіткої логіки, Вейвлет аналіз, Байєсовські методи.

Використання параметричних методів передбачає наявність інформації про характер розподілу даних, що загрожує отриманням зміщених оцінок параметрів і помилкових висновків в разі неправильно обраної моделі. Для тих випадків, коли розподіл даних невідомий, використання непараметричних методів являється більш прийнятним. Істотним недоліком і обмеженням непараметрических моделей, орієнтованих скоріше на тестування гіпотез, ніж на оцінювання параметрів, є складність їх обчислень і високі вимоги до програмного і апаратного забезпечення [83].

Моделювання технічних, біологічних, економічних та інших процесів вимагає попереднього дослідження структури даних, природи стаціонарності, наявності аномальних спостережень. Особливістю показників енергоспоживання є наявність різноспрямованих трендів, сезонних і циклічних коливань, структурних розривів, що обумовлює їх нестаціонарність і викликає автокореляції, гетероскедастичність і відсутність нормального закону розподілу залишків моделей, побудованих за цими даними. Це робить неможливим використання класичного статистичного апарату і актуалізує пошук методів і моделей, які дозволяють зменшити негативний вплив зазначених проблем для отримання більш якісних математичних моделей і достовірних прогнозів.

Сучасні методи прогнозування часових рядів базуються переважно на принципі історичного передбачення майбутнього. При цьому постійно удосконалюються як методи тлумачення інформації, що представляє минулі події, так і способи їх екстраполяції на майбутнє. Широке поширення набуло параметричне моделювання, класичним прикладом якого є регресійний аналіз. Найбільш поширеними методами оцінки параметрів моделі залишаються метод найменших квадратів Гаусса і метод максимальної правдоподібності. Підходи до специфікації параметричних моделей умовно можна розділити на структурні моделі, засновані на системі рівнянь і обмежень на параметри, і спеціальні моделі "ad hoc", які не мають теоретичного обґрунтування.

Так, після масового використання структурного підходу в макроекономічному моделюванні в 1950-х роках, в 1960-х рр. вчені почали активно досліджувати сезонні і циклічні характеристики часових рядів. У 1970 р. Бокс і Дженкінс систематизували результати цих робіт і запропонували комплексний підхід до моделювання та прогнозування часових рядів на підставі авторегресійних моделей і моделей змінного середнього (ARMA / ARIMA). Дана методика набула популярності, оскільки була простіше ніж складні структурні моделі та дозволяла отримувати не менш якісні прогнози. Її програмна реалізація представлена в таких програмних економетричних пакетах, як EViews, Stata, Statistica, SPSS, R, Python.

В рамках структурного підходу, починаючи з 1980-х років, успішно себе зарекомендували динамічні лінійні і нелінійні Баєсовські моделі із застосуванням фільтра Кальмана. Фільтр Кальмана використовується також і в моделях ARIMA для усунення проблеми недостовірного оцінювання параметрів методом максимальної правдоподібності та визначення неспостережуваних компонент ряду [99]. Обґрунтування оптимальної за статистичними характеристиками і прогностичним якість моделі вимагає визначення основних компонент ряду, природи його стаціонарності, специфікації, параметризації і верифікації та апробації моделей; тестування фіктивних змінних з метою поліпшення їх якостей.

Для стаціонарних часових рядів характерна рівновага значень (постійна дисперсія) навколо середнього значення, яке є константою. На практиці це означає відсутність тренда, сезонних коливань і систематичних змін дисперсії [99].

Для виявлення стаціонарності даних можна використовувати підхід побудови автокоррелограми ряду, тобто графічного представлення автокореляційної функції (АКФ). У разі стаціонарного ряду значення АКФ з ростом лага будуть прагнути до нуля. Крім того, вид коррелограми характеризує процес наступним чином: поступове наближення АКФ до нуля властиво процесам авторегресії, а різкий перехід до нуля свідчить про процес змінного середнього.

Також при дослідженні автокорреляції ряду використовують підхід перевірки гіпотези про відсутність автокореляції до лага k за допомогою Q-тесту Льюнг-Боксу [100, с. 256]. Для цього розраховується статистичне значення:

$$Q = T(T+2) \sum_{j=1}^k \frac{\rho_j^2}{T-j}, \quad (3.1)$$

де T - кількість спостережень; ρ_j - автокореляція j -го порядку; k - кількість лагів. Отримане значення статистики порівнюється з теоретичним значенням розподілу $\chi^2(1-\alpha, m)$.

Іншим широко використовуваним методом перевірки стаціонарності даних є використання критеріїв, запропонованих в 1979 році В. Фулером і Д. Дікі і його вдосконалена форма розширеного тесту Дікі-Фулера (ADF) [99]. Дана методика полягає в перевірці статистичної гіпотези про наявність одиничного кореня (при альтернативній гіпотезі про наявність кореня, менше одиниці). Якщо t -статистика менше критичні значення статистики ADF, то нульова гіпотеза відхиляється, що свідчить про стаціонарності ряду. У разі наявності одиничних коренів, ряд вважається інтегрованим k -го порядку $I(k)$ і вимагає диференціювання для приведення до стаціонарності. Умовою застосування даного тесту є гомоскедастичність збурень, тобто постійна дисперсія випадкових збурень ε [100, с. 271].

Тест Дікі-Фулера застосовують для визначення приналежності ряду до DS або TS класах [100, с. 268-270]. Клас TS характеризується тим, що такий ряд є стаціонарним щодо деякого детермінованого тренду і для цих рядів необхідно виділяти трендову складову. Рядах класу DS властива наявність стохастичного тренду, тобто на відміну від TS-рядів, кожне відхилення в рівній мірі впливає на всі наступні значення ряду. Нульова гіпотеза тесту Дікі-Фулера відповідає гіпотезі про приналежність ряду до DS-типу, відповідно альтернативна гіпотеза говорить про те, що досліджуваний ряд є поруч типу TS, однак одночасно ряд може бути нестационарним (характеризуватися детермінованим трендом) або стаціонарним (характеризуватися відсутністю тренда). На достовірність результатів тесту в даному випадку впливає специфікація моделі (включення в модель константи і (або) детермінованого тренду).

У разі виявлення сезонності для оцінки стаціонарності даних і подальшого коректного побудови моделі необхідно її усунення або включення фіктивних змінних сезонності. Поширеними методами згладжування є: методи експоненціального і адаптивного згладжування, адитивна і мультиплікативна моделі Холта-Вінтерса [99].

При використанні методу експоненціального згладжування нове уявлення ряду даних здійснюється за правилом:

$$S_1 = y_1, S_t = \alpha y_t + (1 - \alpha)S_{t-1}, t = \overline{2, T} \quad (3.2)$$

де S_t - нове значення рівня ряду; y_t - початкове значення рівня ряду; α - константа згладжування. Даний метод доцільно застосовувати в разі, коли дані мають повільно зростаючий або горизонтальний тренд.

Метод адаптивного згладжування дозволяє змінювати константу згладжування в процесі обчислення, для чого використовується схема:

$$S_{t+1} = \alpha y_t + (1 - \alpha_t)S_t \quad (3.3)$$

Тут α змінюється в часі за правилом:

$$\alpha_t = \left| \frac{E_t}{M_t} \right|, E_t = \beta(y_t - \hat{y}_t) + (1 - \beta)E_{t-1}, \quad (3.4)$$

$$M_t = \beta|y_t - \hat{y}_t| + (1 - \beta)M_{t-1}, \beta \in (0; 1).$$

Більш розвиненою модифікацією експоненціального згладжування є адитивна модель Холта-Вінтерса, заснована на використанні згладжених даних, трендової компоненти і індексу сезонності. Згладжування в такому випадку відбувається за схемою:

$$S_{t+p} = \alpha_t + b_t p + c_{t+p}, \quad (3.5)$$

де b_t - параметр тренда; $p = 1, 2, \dots$ - кількість періодів прогнозу, c_t - параметр сезонності. Компоненти α , b , c розраховуються за формулами:

$$\begin{aligned}
\alpha_t &= \alpha(y_t - c_{t-s}) + (1-\alpha)(\alpha_{t-1} + b_{t-1}), \\
b_t &= \beta(\alpha_t - \alpha_{t-1}) + (1-\beta)b_{t-1}, \\
c_t &= \gamma(\gamma_t - \alpha_t) + (1-\gamma)c_{t-s}, 0 \leq \alpha, \beta, \gamma \leq 1.
\end{aligned}
\tag{3.6}$$

де s - кількість циклів сезонності; α, β, γ - параметри згладжування відповідно для рівня ряду, тренда і сезонності.

При наявності в спостереженнях двох повних циклів сезонності можливо згладжування шляхом побудови мультиплікативної моделі Холта-Вінтерса. В такому випадку використовується наступне правило:

$$S_{t+p} = (\alpha_t + b_t p) c_{t+p} \tag{3.7}$$

Подальше моделювання на основі нестационарних даних вимагає їх приведення до стаціонарного виду. У разі виявлення приналежності ряду до класу TS досить виділити тренд з бази даних. Якщо при перевірці даних за допомогою ADF-тесту була визначена приналежність ряду типу DS, то проблему нестационарності можна вирішити використанням замість рівнів ряду різниць i -го порядку. У такому випадку для моделювання застосовується авторегресійна інтегрована модель змінного середнього ARIMA (AutoRegressive Integrated Moving Average) [99], яка робить прогноз майбутніх значень часового ряду на підставі лінійної комбінації його попередніх значень і збурень (також відомих як випадкові шоки або інновації).

При цьому Авторегресійний процес (AR) порядку p описується рівнянням виду:

$$Y_t = \varphi_0 + \varphi_1 Y_{t-1} + \varphi_2 Y_{t-2} + \dots + \varphi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t, \tag{3.8}$$

де Y_t - залежна змінна в момент часу t ; φ, p - коефіцієнти авторегресії; ε_t - помилка в момент часу t («білий шум») [81].

Рівняння змінного середнього (МА) порядку q має вигляд:

$$Y_t = \mu + \varepsilon_t - \omega_1 \varepsilon_{t-1} - \omega_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \omega_q \varepsilon_{t-q}, \quad (3.9)$$

де ω_q - коефіцієнти МА; μ - постійне середнє процесу.

Будь-яка стаціонарна модель AR (p) може бути записана як МА (∞). Наприклад, виконуючи відповідні заміщення для AR (1), отримуємо модель МА (∞):

$$\begin{aligned} Y_t &= \phi_1 y_{t-1} + \varepsilon_t = \phi_1 (\phi_1 y_{t-2} + \varepsilon_{t-1}) + \varepsilon_t = \\ &= \phi_1^2 (y_{t-2} + \phi_1 \varepsilon_{t-1} + \varepsilon_t) = \dots \\ Y_t &= \varepsilon_t + \phi_1 \varepsilon_{t-1} + \phi_1^2 \varepsilon_{t-2} + \phi_1^3 \varepsilon_{t-3} + \dots \end{aligned} \quad (3.10)$$

Як було зазначено вище, нестационарний процес класу DS можна звести до стаціонарного, застосовуючи оператор послідовних різниць $\Delta^d y_t$. У такому випадку застосовується інтегрована авторегресійна модель змінного середнього ARIMA (p, d, q), де p - лаг моделі, d - порядок інтеграції і q - порядок змінного середнього:

ARIMA модель використовує відому методологію Боксу-Дженкінса, яка передбачає, що майбутні значення часового ряду є лінійною функцією його попередніх значень і випадкових помилок [100]:

$$y'_t = c + \phi_1 y'_{t-1} + \dots + \phi_p y'_{t-p} + \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q} + \varepsilon_t \quad (3.11)$$

де y'_t і ε_t представляють фактичні значення і випадкову помилку в період часу t ; ϕ_1, \dots, ϕ_p $\theta_1, \dots, \theta_q$ - параметри моделі, p - лаг моделі, d - порядок інтеграції (порядок диференціювання ряду для приведення до стаціонарності) і q - порядок змінного середнього.

Сезонна модель SARIMA включає додатково, крім параметрів (p, d, q) сезонні параметри (P, D, Q) m , де m - кількість періодів в сезоні.

При наявності в даних гетероскедастичності за доцільне стає використання авторегресійних моделей умовної гетероскедастичності ARCH (Autoregressive Conditional Heteroskedasticity) [99]. При побудові такої моделі для деякого тимчасового ряду, який можна представити у вигляді $y_t = u_t$ використовується властивість умовної дисперсії:

$$\sigma_t^2 = \gamma + \delta \cdot u_{t-1}^2 \quad (3.12)$$

де u_t - послідовність незалежних однаково розподілених випадкових величин з нульовим середнім; γ, δ задовольняють умові > 0 для всіх t .

Передумовою достовірного прогнозу є якість і адекватність отриманої моделі. При діагностиці моделі, зокрема, виконується перевірка залишків моделі на автокореляцію, нормальний закон розподілу і гетероскедастичності.

Для перевірки нормального закону розподілу залишків моделі застосовують, зокрема, критерій Жака-Берра, який полягає в перевірці статистичної гіпотези про нормальний закон розподілу.

На основі коефіцієнтів асиметрії та ексцесу розраховується статистичне значення критерію Жака-Берра [100, с. 257]:

$$JB = \frac{T-k}{6} \left(S^2 + \frac{(K-3)^2}{4} \right) \quad (3.13)$$

де S - значення коефіцієнта асиметрії; K - значення коефіцієнта ексцесу; k - кількість параметрів моделі, які оцінюються. Статистика Жака-Бера розподіляється відповідно до розподілу χ^2 .

Одним з методів перевірки залишків моделі на гетероскедастичності є тест, запропонований в 1980 році Г. Уайтом [100] для перевірки статистичної гіпотези про відсутність гетероскедастичності за допомогою LM-статистики:

$$LM = nR^2, \quad (3.14)$$

де n - кількість спостережень; R_2 - коефіцієнт детермінації допоміжної регресії. У разі гомоскедастичності залишків моделі LM-статистика має асимптотичну розподіл $\chi^2_{(N-1)}$, де N - кількість параметрів допоміжної регресії.

Складовою частиною визначення якості моделі є також розрахунок коефіцієнта детермінації R^2 , стандартної помилки регресії, інформаційних критеріїв Акаїке і Шварца і статистики Дарбіна-Уотсона.

Для вибору моделі серед кількох альтернативних використовується інформаційний критерій, представлений в 1971 році Х. Акаїке [83]:

$$AIC = \ln\left(\frac{\varepsilon'\varepsilon}{T}\right) + \frac{2(p+q)}{T} \quad (3.15)$$

Однак для критерію Акаїке характерно вибір на користь перепараметризованої моделі. Цю проблему частково усуває інформаційний критерій Шварца [100, с. 255]:

$$BIC = \ln\left(\frac{\varepsilon'\varepsilon}{T}\right) + \frac{(p+q)}{T} \ln T \quad (3.16)$$

Для перевірки залишків моделі на автокореляцію будується коррелограмм залишків, інтерпретація якої аналогічна відповідному тесту для тимчасового ряду. Ще одним критерієм для перевірки наявності автокореляції в відхиленнях ε побудованої моделі є значення DW-статистики Дж. Дарбіна і Дж. Уотса, яке розраховується за формулою (3.17) і порівнюється з верхнім і нижнім критичними значеннями d_1 і d_2 .

$$d = \sum_{t=1}^n (\varepsilon_t - \varepsilon_{t-1})^2 / \sum_{t=1}^n \varepsilon_t^2 \quad (3.17)$$

Аналіз публікацій в області прогнозування споживання електричної енергії показує, що традиційні параметричні методи, такі як регресивні моделі (лінійна регресія і множинна регресія) і авторегресійні методи (моделі авторегресії і ковзного середнього, ARMA, інтегровані моделі, ARIMA, векторні авторегресії, VAR, і коінтеграційних моделі, VEC) останнім часом використовуються рідше. Проте, деякі автори все ще відзначають високу ефективність і точність як одновимірних сезонних інтегрованих моделей авторегресії-ковзного середнього, SARIMA [80, 99], так і моделей SARIMAX [83, 99], які включають, крім даних самого споживання електроенергії, додаткові екзогенні змінні.

Аналіз емпіричних даних погодинного електроспоживання комунальної сфери міського господарства Естонії [101] показує сезонний характер даних і наявність деяких аномальних спостережень в дворічній вибірці, яка налічує 17544 точок даних. Графік динаміки погодинного електроспоживання представлений на рис. 3.1.

Для виявлення найбільш значних факторів, що впливають на обсяги погодинного споживання ми досліджували такі екзогенні змінні:

- середня температура за період спостереження в градусах Цельсія на висоті 2 метри над поверхнею землі;
- атмосферний тиск (мм ртутного стовпчика);
- відносна вологість (%) на висоті 2 м над поверхнею землі;
- напрямок і швидкість вітру (кутові градуси) на висоті 1-12 м над поверхнею землі;
- кількість опадів, що випали (мм) за період;
- хмарність (сонячно / хмарно);
- ніч / сутінки / день;
- вихідні і свята (окремі фіктивні змінні для суботи (1/0); неділі (1/0) і свят (1/0)).

Погодинне споживання електроенергії МВТ

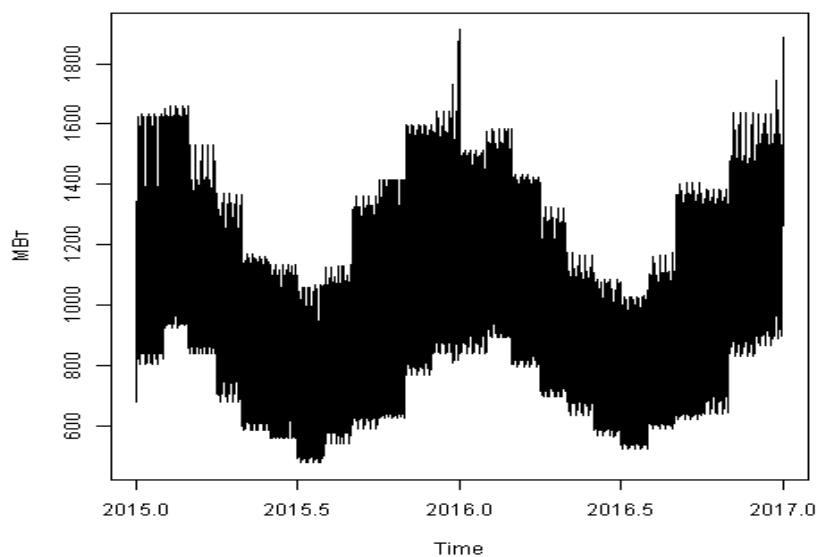


Рисунок 3.1 - Динаміка споживання електроенергії в 2015-2016 рр.

На рис. 3.2 і рис. 3.3 представлені результати прогнозування споживання електроенергії на підставі сезонної авторегрессионной моделі змінного середнього ARIMA і сезонної моделі експоненціального згладжування TBATS.

Параметри сезонної моделі SARIMA включають параметри авторегресійного порядку (лага моделі) $p = 3$, порядок інтеграції (порядок диференціювання ряду для приведення до стаціонарності) $d = 1$ і порядок змінного середнього $q = 5$. Також модель включає сезонні параметри $Q_m = 1$.

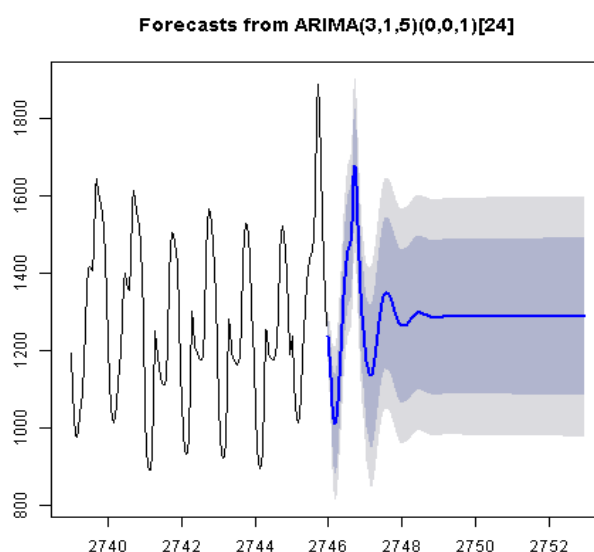


Рисунок 3.2 - Прогнозування споживання електроенергії на підставі моделі
ARIMA

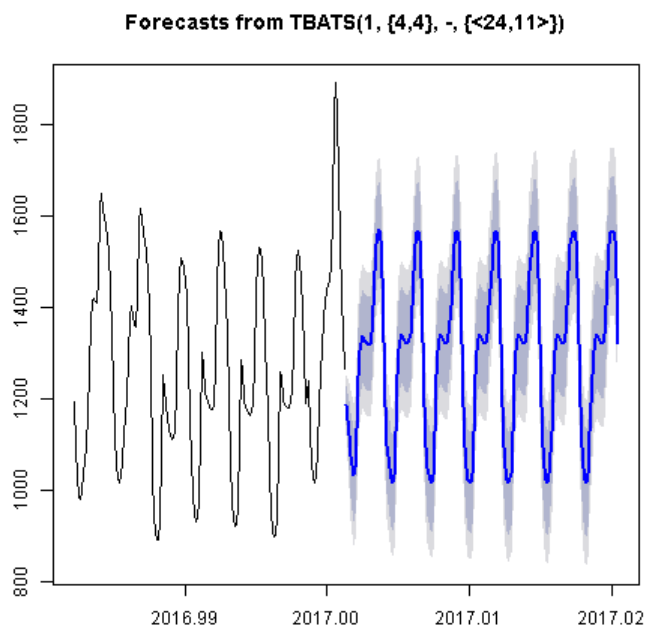


Рисунок 3.3 - Прогнозування споживання електроенергії на підставі сезонної моделі експоненціального згладжування TBATS

Для обґрунтування вибору моделі використовуємо найменші значення інформаційних критеріїв і показники якості отриманих короткострокових прогнозів - среднеквадратическая помилка (RMSE), середня абсолютна похибка (MAE) і середня відносна похибка (MAPE). Для поліпшення якості моделей і прогнозів необхідно включити додаткові пояснюючі змінні, вибравши найбільш значущі показники, і пояснивши аномальні значення включенням фіктивних змінних. Подальші дослідження повинні бути продовжені в області пошуку інших видів моделей.

Глибока теоретична і практична розробка, а також відносна простота в застосуванні дозволяє їм залишатися актуальними і затребуваними. Все більшої популярності в науковій і бізнес середовищі набувають методи штучного інтелекту (штучні нейронні мережі, ANN, і метод опорних векторів, SVM) [98]. Істотною перевагою моделей ANN є їх здатність моделювати нелінійні зв'язки. Прогнозні значення часового ряду в період часу t , одержувані з використанням нелінійної авторегрессионной моделі нейронних мереж, описуються наступним рівнянням [99]:

$$y'_t = f(y(t-1), y(t-2), \dots, y(t-p), +\varepsilon_t \quad (3.18)$$

Моделі нейронних мереж часто дають ідеальну апроксимацію фактичних і модельних даних в межах тренувальної вибірки, але в разі недостатнього обсягу даних для навчання - великі помилки прогнозу. Для поліпшення прогностичних якостей ANN використовують цілий ряд методів, в тому числі: різні варіанти перехресної перевірки (cross-validation), зменшення шуму, регуляризації помилок, метод зворотного поширення помилки [99], оптимізований алгоритм апроксимації, а також SVM моделі. Останні ґрунтуються на мінімізації структурного ризику даних, в той час як нейронні мережі на мінімізації емпіричного ризику [87]. В даний час вчені пропонують цілий ряд гібридних моделей, які засновані на двох або більше методах машинного навчання традиційного типу або штучного інтелекту. Традиційно методи прогнозування часових рядів, такі як ANN, ARIMA доповнюють оптимізаційними методами, до яких відносять метод рою частинок, PSO, генетичний алгоритм, GA, мурашиний алгоритм, АСО. Прикладами можуть бути гібридна модель, представлена в роботі малайзійських учених [87], яка комбінує модель ARIMA для ідентифікації періодичності, сезонності і лінійності з еволюційним алгоритмом (ЕА) для ефективного визначення та оптимізації залишків, або гібридна модель гармонійної регресії, яка використовує похід стохастичних диференціальних рівнянь (SDE) для моделювання залишків [83].

В ході проведення аналітичного огляду визначені основні положення теорії моделювання систем управління ефективністю і прогнозування використання електричної енергії споживачами, які базуються на оцінюванні закономірності динаміки часових рядів внутрішніх (техніко-економічних, структурних, режимних) і зовнішніх (метеорологічних, екологічних, енергетичних, макроекономічних) факторів, що характеризують систему «генерація - кліматичні умови - енергоспоживання».

Виявлено два напрямки досліджень: прогнозування попиту на електроенергію на підставі панельних даних по місяцях (в розрізі країн; регіонів однієї країни; галузей) і моделювання споживання електричної енергії окремими об'єктами, що мають відповідне обладнання для вимірювання споживання електроенергії високочастотної фіксації. Встановлено, що поліпшення якості прогнозів важливим етапом є поєднання різних підходів моделювання (авторегресійних, структурного моделювання, нейросетевого прогнозування, методів штучного інтелекту), а також використання гібридних моделей. На основі обраних теоретичних моделей передбачається розробка науково-методичного забезпечення (інструментарію) для створення багаторівневої системи управління процесами ефективного споживання електроенергії: Оцінювання динаміки попиту на електроенергію і можливих причинно-наслідкових зв'язків для різних об'єктів і рівнів, екстраполяція і сценарний аналіз отриманих результатів дозволить виробити основні механізми політики енергоефективності та принципи їх практичної реалізації.

3.2 Мотивація впровадження енергозберігаючих та енергоефективних заходів у бюджетних установах

Ефективність енергозбереження в значній мірі залежить від техніко-технологічних рішень та збалансованої цінової і тарифної політики. Разом з тим, як свідчить практика, створення єдиного організаційно-економічного механізму мотивації організацій (установ) бюджетної сфери та їх працівників, є дієвим механізмом запровадження енергозберігаючих та енергоефективних заходів.

В рамках розробки «Регіональної програми модернізації систем теплопостачання Сумської області» нами були запропоновані основні принципи такої мотивації. Вони розроблені з урахуванням положень Законів України «Про енергозбереження» [102], «Про внесення змін до деяких законодавчих актів

України щодо стимулювання заходів з енергозбереження» [103], Наказу Міністерства з питань житлово-комунального господарства України №9 від 26.01.2011 р. «Про затвердження Методичних рекомендацій щодо створення системи економічного стимулювання реалізації енергозберігаючих заходів на підприємствах житлово-комунального господарства» [104].

Мотиваційні принципи спрямовані на:

- впровадження єдиної політики мотивації працівників бюджетної сфери;
- стимулювання керівників та колективів бюджетних установ на впровадження енергозберігаючих технологій;
- розвиток бюджетних установ та подальше впровадження енергозберігаючих технологій;
- поширення та пропаганди ефективного використання енергоресурсів;
- максимальне залучення працівників бюджетної сфери до реалізації енергозберігаючих та енергоефективних заходів;
- формування активної позиції щодо підвищення рівня знань, навичок у сфері енергозбереження та енергоефективності.

При цьому, передбачається мотивація бюджетних установ та їх працівників за такими напрямками: матеріальне заохочення; нематеріальне заохочення.

До матеріального заохочення входять: виділення бюджетній установі додаткових коштів із місцевого бюджету на проведення енергозберігаючих та/або енергоефективних заходів; преміювання працівників бюджетної сфери за підсумками роботи за звітний період.

До нематеріального заохочення входять: відзначення кращих працівників та бюджетних установ в номінації енергозбереження та енергоефективності; проведення освітніх заходів (навчання, практичне стажування) для працівників установ, підприємств і організацій бюджетної сфери з метою ознайомлення з кращими практиками у сфері енергозбереження; реалізація навчальних програм з енергозбереження та енергоефективності в рамках загальної концепції сталого розвитку населеного пункту.

Планові показники споживання енергоресурсів по кожному об'єкту встановлюються на рівні затверджених обсягів споживання енергоресурсів (лімітів споживання енергоносіїв). Допускається проведення розрахунку планових показників споживання енергоресурсів у фізичних одиницях по даній будівлі як середнє значення лімітів споживання енергоресурсів (по кожному виду енергоресурсів) за останні 2 роки. Планові показники споживання енергоресурсів повинні забезпечувати енергетичну ефективність будівлі: оптимальні мікрокліматичні умови в приміщеннях згідно з відповідними нормами (правилами, стандартом).

Планові показники споживання енергоресурсів на наступний рік передаються балансоутримувачем енергоменеджеру щорічно до 15 вересня попереднього року. Додатково балансоутримувач надає пояснення щодо запланованих показників та план заходів на наступний рік по енергозбереженню, форми (шаблони) документів розробляються енергоменеджером та затверджуються рішенням виконавчого комітету/ради відповідного населеного пункту. Пропонується здійснювати контроль споживання таких видів енергоресурсів та їх витрат: електроенергії; холодної води; гарячої води; тепла. Даний перелік не є вичерпним та може бути розширений у разі застосування в будівлях бюджетної сфери інших джерел енергії.

Контроль споживання енергоресурсів здійснюється згідно з системою обліку споживання енергоресурсів, яка впроваджена у виконавчому комітеті/раді відповідного населеного пункту. Балансоутримувачі передають щомісячні фактичні показники споживання енергоресурсів енергоменеджеру (форма (шаблон) документа розробляється енергоменеджером та затверджуються рішенням виконкому/ради). Показники передаються до 1 числа місяця наступного за звітним. Енергоменеджер, який відповідає за реалізацію енергоефективної політики у відповідному населеному пункті, здійснює контроль та аналіз енергоспоживання за кожний місяць та за рік по всіх бюджетних установах населеного пункту.

Під час здійснення контролю енергоспоживання в бюджетних установах до уваги беруться фактичні показники споживання енергоресурсів та відповідність стану приміщень діючим санітарним нормам. Рекомендується залучати спеціалізовані служби та громадські організації для здійснення контролю щодо відповідності стану приміщень бюджетних установ діючим санітарним нормам

Визначення обсягів додаткових коштів, які виділяються на стимулювання бюджетних установ, здійснюється за формулою:

$$D_i = \frac{S_i}{S_0} \cdot K, \quad (3.19)$$

де D_i – додаткові кошти із бюджету населеного пункту для бюджетної установи; S_0 – сума коштів, зекономлена по місту міськими бюджетними установами; K – загальна сума коштів, яку може виділити міський бюджет; S_i – сума коштів зекономлена бюджетною установою, яка визначається за формулою:

$$S_i = C_g(g_n^i - g_{план}^i) + C_e(e_n^i - e_{план}^i) + C_d(d_n^i - d_{план}^i) + C_v(v_n^i - v_{план}^i) + C_p(p_n^i - p_{план}^i), \quad (3.20)$$

де C – ціна відповідного ресурсу станом на останній звітний місяць; g – теплоспоживання; e – електроенергія; d – водопостачання; v – водовідведення; p – інший енергоресурс, який може бути додатково застосований на об'єкті; n – звітний період (рік); $план$ – планові показники споживання енергоресурсів за звітний період.

У випадку, коли за підсумками аналізу лише одна бюджетна установа зекономила енергоресурси, то обсяг додаткових коштів становить 30 % від загальної кількості коштів, передбачених у бюджеті населеного пункту на мотивацію. Залишки коштів від загальної кількості коштів на мотивацію в обсязі 70% можуть використовуватись на заходи, передбачені в програмі енергозбереження населеного пункту.

Для проведення аналізу ефективності використання енергоресурсів визначається період, який починається з 01 вересня попереднього року та закінчується 31 серпня поточного року. За результатами аналізу фактичного споживання енергоресурсів бюджетними установами населеного пункту енергоменеджер готує звіт. Звіт затверджується заступником міського/селищного/сільського голови, який відповідає за впровадження програми з енергозбереження.

Виділення додаткових коштів не проводиться у разі порушення діючих санітарних норм щодо утримання приміщень.

Загальні обсяги додаткового фінансування та відсотковий розподіл додаткового фінансування за напрямками витрат встановлюються та затверджуються рішенням міської/селищної/сільської ради. Алгоритм розподілу додаткового фінансування із місцевого бюджету на мотивацію для кожного балансоутримувача визначається у відсотках та включає такі напрямки:

- розвиток матеріально-технічної бази бюджетної установи – 50 %;
- стимулювання працівників бюджетної установи – 30 %;
- подальше впровадження заходів з енергозбереження та енергоефективності у бюджетній установі – 20 %.

Розподіл додаткових фінансових ресурсів, які виділено на бюджетну установу для стимулювання колективу, регулюється відповідним положенням (інструкцією) про преміювання працівників бюджетної установи за енергозбереження та енергоефективність. Положення (інструкція) розробляється бюджетною установою. Використання додаткових фінансових ресурсів на подальше впровадження енергозберігаючих технологій у бюджетних установах дозволяється за умови наявності таких заходів у відповідній програмі з енергозбереження та у рамках обсягів та у терміни, що визначено в програмі з енергозбереження.

3.3 Техніко-економічний аналіз ефективності роботи систем теплоспоживання (на прикладі закладів освіти Сумської міської ради)

Моніторинг споживання енергетичних ресурсів в бюджетних закладах є основою функціонування системи енергетичного менеджменту та ефективного впровадження заходів з підвищення енергоефективності.

Наявність моніторингу дозволяє виявляти неефективне енерговикористання, планувати витрати на енергоносії та визначати будівлі, що потребують першочергового впровадження енергоефективних заходів.

Як правило системи моніторингу енергоспоживання в будівлях створюються для вирішення комплексу взаємопов'язаних задач: виявлення неефективного енерговикористання; прогнозування витрат на енергоносії; планування впровадження заходів з підвищення енергоефективності; збір та накопичення бази даних щодо енергоспоживання по закладах; ведення бази характеристик будівель, що впливають на енергоспоживання; визначення фактичної економії енергоресурсів після впровадження заходів; стимулювання персоналу до ощадного енерговикористання.

В Україні останнім часом розвиваються наукові дослідження та реалізуються практичні розробки, спрямовані на вирішення зазначених задач.

Зокрема, важливе методичне, інформаційне та практичне значення має аналітична довідка, підготовлена за підтримки Проекту USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні» [105].

Вагомі практичні результати щодо розробки та впровадження систем моніторингу споживання енергоресурсів в бюджетних закладах викладені в роботі [106]. В роботі [107] автори запропонували розроблений ними програмно-апаратний комплекс підтримки в прийнятті рішень для енергоменеджера, який дозволяє проводити збір, аналіз та підготовку звітів щодо ефективності споживання енергоресурсів.

Важливі, з практичної точки зору, є результати наукових розробок наведених в роботі. Авторами запропоновано метод удосконалення процесів підтримки прийняття рішень при управлінні режимами теплозабезпечення закладів соціально-бюджетної сфери шляхом розроблення моделі прогнозу споживання теплової енергії будівлею на основі використанням нейронних мереж.

Існуючі системи моніторингу теплоспоживання будівель та закладів потребують подальшого вдосконалення в частині прогнозування об'ємів споживання теплової енергії як окремими будівлями, так і організаціями. Основна проблема, при цьому, постає у відсутність достовірного прогнозування температур зовнішнього середовища а також зміни теплового навантаження будівлі у відповідності до зміни температур зовнішнього середовища. Проблемним залишається визначення обґрунтованого (розрахованого та підтвердженого) базового теплового навантаження будівлі та втрат у теплових мережах, на базі яких можливе визначення короткотермінових прогнозованих лімітів теплоспоживання будівлями. Також відсутній ефективний оперативний зворотній зв'язок між інформацією про прогнозні значення теплоспоживання будівлі та фактично спожитою тепловою енергією будівлею на будь який період часу. Це, у свою чергу, не дозволяє прийняти оперативно рішення щодо корегуючих дій у системах теплоспоживання та теплопостачання, а також контролювати щодобово об'єми теплоспоживання будівлями та їх комплексами.

Існуюча у Сумській міській раді (СМР) система моніторингу теплоспоживання будівель, в яких розміщуються комунальні заклади має зазначені вище вади. Через те, що інформація про теплоспоживання з об'єктів надходить за розрахунковий період один місяць без проміжних «контрольних» цифр неможливо організувати оперативний аналіз тепловикористання та запровадити відповідні корегуючі дії.

Пропонована система моніторингу базується на короткотерміновому прогнозі навколишньої температури, визначеному розрахунковому показнику теплоспоживання (Гкал/добу) будівлями за базової температури (який може

розраховуватися також після проведення заходів з енергозбереження у будівлі), а також розрахункових теплових коефіцієнтах, що враховують зміну теплового навантаження будівлі у залежності від температури навколишнього середовища. Зазначені величини включені до алгоритму системи, що дозволяє автоматизувати визначення прогнозного ліміту, фактично спожитої теплової енергії та провести їх порівняння для прийняття відповідних рішень. Система дозволяє отримати доступ до інформації дистанційно та у межах компетенції і рівня користувачів.

Метою енергетичного обстеження було уточнення теплового навантаження будівель, визначення відповідності існуючих приладів обліку вимогам, що пред'являються до приладного забезпечення, які мають функціонувати у системі моніторингу обсягів споживання паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) закладів освіти.

В якості об'єктів дослідження були прийняті ССШ №1, ЗОШ №6, ЗОШ №7, ЗОШ №17, ЗОШ №22 Сумської міської ради. Мета дослідження – розроблення алгоритму Системи моніторингу теплоспоживання будівлями бюджетних закладів та установ соціально-культурної сфери міста Суми.

Енергетичне обстеження вказаних об'єктів виконувалось за наступним порядком:

- збір інформації з енергозбереження, систематизація даної інформації за напрямками;
- вивчення проектної документації об'єкту;
- аналіз відповідності питомих показників теплоспоживання об'єкту вимогам з енергозбереження;
- розроблення алгоритму системи моніторингу обсягів енергоспоживання.

Схема інформаційних потоків системи моніторингу.

Система моніторингу теплоспоживання будівель реалізована у вигляді WEB-сайту. Основою системи є база даних (БД), що розташована на сервері. В ній зберігаються всі показники лічильників отримані в ручному та автоматичному режимі та дані про погоду. Також в базі даних зберігаються всі константи та

змінні які потрібні для функціонування математичної моделі системи моніторингу.

Система моніторингу включає в себе наступні, взаємопов'язані між собою підсистеми, що виконують певні операції:

- підсистему оперативного збирання даних про поточний стан теплоспоживання будівлями;
- підсистему збирання даних про погодні умови;
- підсистему зберігання інформації;
- підсистему короткострокового прогнозування;
- підсистему відображення даних;
- підсистему розділення прав доступу;
- підсистему архівації;
- підсистему генерації звітних протоколів.

Підсистема оперативного збирання даних про поточний стан теплоспоживання будівлями реалізована у вигляді апаратного забезпечення зняття даних з лічильників теплової енергії та додаткових датчиків (температури і тиску). Підсистема також бере на себе функції передачі даних на сервер Системи моніторингу за допомогою технології бездротової передачі даних стандарту GSM/GPRS. Дані передані підсистемою відправляються в Систему моніторингу де відразу ж заносяться до бази даних. Звідти вони можуть бути взяті за будь який період часу та по кожному об'єкту окремо чи разом.

Підсистема збирання даних про погодні умови реалізована у вигляді окремого програмного модулю і розташована на сервері Системи моніторингу. Модуль збирає поточні дані від погодного сайту в Інтернеті. Поточні дані про погодні умови збираються декілька разів на добу в автоматичному режимі і заносяться у БД. Також кожен добу збираються прогнозні дані на наступні три доби і заносяться у БД.

Підсистема зберігання інформації – це система управління базами даних (СУБД) MySQL. СУБД виконана у вигляді окремого програмного модулю який

встановлений на сервері Системи моніторингу і функціонує сумісно з вищеназваними підсистемами.

Підсистеми короткострокового прогнозування та відображення даних реалізовані у вигляді web-ресурсу, який розміщено у мережі Інтернет для авторизованого доступу групи осіб, які забезпечують адміністрування ресурсу, оперативне управління системою опалення та перегляду накопичених даних.

Підсистема розділення прав доступу дозволяє налаштувати роботу системи моніторингу таким чином, щоб кожен користувач міг бачити дані системи тільки у межах своїх повноважень. Визначене коло користувачів можуть мати права доступу до всіх об'єктів своєї сфери. Визначені користувачі можуть мати повний доступ до повного об'єму інформації системи, що внесений до БД системи моніторингу. Матрицю відповідальності та компетенції суб'єктів системи моніторингу представлена у табл. 3.1. У ній представлені всі рівні та групи користувачів Системи моніторингу та перелічені права доступу для кожної. Також визначена відповідальність суб'єктів за функціонуванням зовнішніх блоків системи моніторингу, таких як лічильники теплової енергії, додаткові датчики температури та тиску і прилади передачі даних.

Таблиця 3.1 – Матриця відповідальності та компетенції суб'єктів системи моніторингу

Рівень доступу	Права доступу
Адміністратор	Адміністратор: перегляд всіх даних системи; корегування даних системи; несення даних в систему у разі потреби.
Рівень доступу III	Міський голова, заступник міського голови, начальник відділу екології та енергозбереження, директор департаменту інфраструктури: перегляд всієї інформації моніторингу.
Рівень доступу II	Начальник управління освіти та науки: перегляд інформації по закладам, що підпорядковані управлінню.
Рівень доступу I	Директор навчального закладу, відповідальний за використання енергоресурсів у закладі: перегляд інформації по закладу.

Підсистема архівації виконана у вигляді окремого програмного модулю, який виконує архівацію даних із БД для запобігання втрати інформації при виникненні нештатних ситуацій.

Підсистема генерації звітних протоколів відкрита для доступу із оболонки підсистеми відображення даних та використовується для формування звітів про теплоспоживання у порівнянні з минулими періодами.

Схему інформаційних потоків системи моніторингу представлена на рис. 3.4.

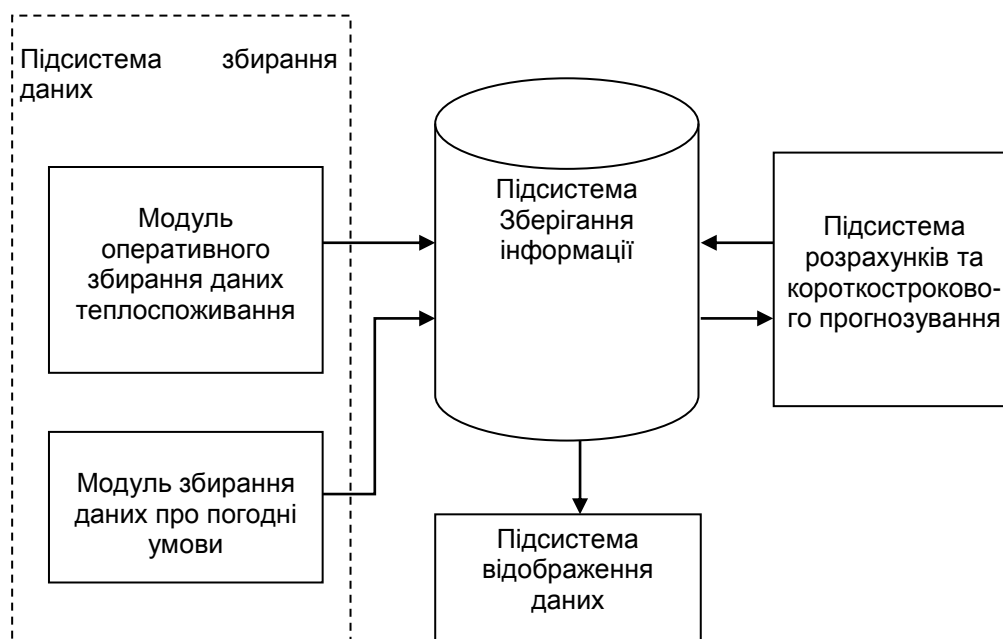


Рисунок 3.4 – Схема інформаційних потоків системи моніторингу

Техніко-економічний аналіз ефективності роботи системи теплоспоживання.

З метою зведення результатів розрахунку дійсного стану обстежуваного об'єкту на предмет енергетичної ефективності його експлуатації, вираженої в остаточному підсумку величиною матеріальних витрат, необхідним є визначення фактичної питомої витрати теплової енергії, що припадає на 1 м² опалювальної площі або на 1 м³ опалювального об'єму. Отримана величина є аргументом для обґрунтування подальших дій з упровадження у будівлі, на якій проводиться енергетичне обстеження, можливих енергозберігаючих заходів, або зміни умов експлуатації системи тепlopостачання.

Питома теплова витрата енергії на опалення будинку за опалювальний період $q_{\text{бод}}$ – це кількість теплової енергії за опалювальний період, необхідної для компенсації тепловтрат будинку із врахуванням повітрообміну і додаткових теплонадходжень при нормованих параметрах теплового і повітряного режимів приміщень у ньому, віднесеної до одиниці опалювального об'єму будинку [108].

$$q_{\text{бод}} = \frac{Q_{\text{оп}}}{V_{\text{бод}}^{\text{он}}}, \quad (3.21)$$

де $Q_{\text{оп}}$ – величина споживаної теплової потужності будинку за весь опалювальний період (за обліковими даними), кВт·год; $V_{\text{бод}}^{\text{он}}$ – опалювальний об'єм будинку, м³.

Питомі тепловитрати на опалення будинків повинні відповідати умові:

$$q_{\text{бод}} \leq E_{\text{max}}, \quad (3.22)$$

де $q_{\text{бод}}$ – розрахункові або фактичні питомі тепловитрати; E_{max} – максимально допустиме значення питомих тепловитрат на опалення будинку за опалювальний період, кВт год/м³ [108].

Максимально допустиме значення питомих тепловитрат на опалення за опалювальний період, згідно [108], становить $E_{\text{max}} = 31$ кВт·год/м³.

В результаті проведених досліджень були визначені питомі теплові витрати енергії на опалення споруд закладів освіти за опалювальний період (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Питомі теплові витрати енергії на опалення споруд за опалювальний період

Заклад освіти	Питомі теплові витрати енергії на опалення споруд за опалювальний період, кВт год/м ³
ССШ №1	32

Продовження таблиці 3.2

Заклад освіти	Питомі теплові витрати енергії на опалення споруд за опалювальний період, кВт год/м ³
ЗОШ №6	31
ЗОШ №7	55
ЗОШ №17	110
ЗОШ №22	47

Як свідчать дані табл. 3.2, тільки в ЗОШ №6 виконуються умови (3.22). Такий стан усіх технологічних і конструктивних елементів, що визначають енергетичну ефективність процесу створення і підтримки теплового балансу в інших закладах освіти, слід вважати незадовільними. Причинами відхилення є надлишкове теплоспоживання, порушення норм комфортності; викиди надлишків теплової енергії через системи вентиляції в навколишнє середовище, підвищення гідродинамічного тиску в трубопровідній системі тепlopостачання, що призводить до зменшення термінів експлуатації її робочих елементів, високі матеріальні витрати на експлуатацію і т.п. Це, у свою чергу, визначає напрямки у виборі енергозберігаючих заходів щодо підвищення енергозбереження в обстежуваній системі тепlopостачання. При цьому, перевитрата теплоносія відбувається за відсутності належного керування та моніторингу обсягами енергоспоживання.

Проведене обстеження вузлів обліку теплової енергії, щодо їх відповідності вимогам системи моніторингу, вказує на необхідність доукомплектування теплових вузлів додатковим обладнанням, вказаним у табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Додаткові витрати на доукомплектування теплових вузлів

№	Заклад освіти	Заміна		Нове обладнання		Вартість робіт, грн.	Загальна вартість, грн.
		Теплообчислювач шт./грн.	Термометри опору (комплект) шт./грн.	Модуль М-BUS шт./грн.	Термінал шт./грн.		
1	ССШ №1	<u>1</u> 3000,0	<u>1</u> 1169,4	<u>1</u> 450,0	<u>1</u> 2400,0	1200,0	8219,4
2	ЗОШ №6	<u>1</u> 3000,0	<u>1</u> 1169,4	<u>1</u> 450,0	<u>1</u> 2400,0	1200,0	8219,4
3	ССШ №7	<u>3</u> 9000,0	<u>3</u> 3508,2	<u>3</u> 1350,0	<u>3</u> 7200,0	3600,0	24658,2
4	ЗОШ №17	<u>1</u> 3000,0	<u>1</u> 1169,4	<u>1</u> 450,0	<u>1</u> 2400,0	1200,0	8219,4
5	ЗОШ №22	-	-	<u>1</u> 450,0	<u>1</u> 2400,0	600,0	3450,0

Доукомплектування теплових вузлів спрямоване на запровадження системи моніторингу/регулювання теплоспоживання в закладах освіти.

На підставі аналізу споживання теплової енергії за опалувальний період можна стверджувати, що обсяг теплоспоживання зменшується за рахунок підвищення середньої температури зовнішнього повітря, але не за рахунок підвищення якості експлуатації вказаних систем. Відсутність контролю температурного режиму у приміщеннях сприяє недоцільним втратам теплоти в зовнішнє середовище. Саме тому, для закладів освіти, з метою підвищення ефективності використання паливно-енергетичних ресурсів, рекомендується впровадження системи моніторингу обсягів енергоспоживання.

3.4 Потенціал Сумської області з альтернативних джерел енергії та альтернативних видів палива

Невід’ємним елементом стратегії забезпечення енергозбереження в Сумському регіоні повинно стати максимальне використання власних відновлювальних джерел енергії.

Аналіз українського досвіду експлуатації енергетичних об’єктів, що використовують відновлювані та нетрадиційні джерела [109-111], а також врахування світового досвіду в цій галузі [112], свідчать про пріоритетність технологій використання енергії сонячного випромінювання, вітру, гідроенергії малих рік, промислових теплових викидів, біоенергетики (дизельне паливо, що виробляється з рапсу) тощо.

В Сумській області до перспективних місцевих нетрадиційних та поновлювальних джерел енергії відносять:

- упровадження сучасних конструкцій вітроагрегатів для централізованої та автономної енергетики;
- розширення сфери та збільшення обсягів використання геліосистем для теплопостачання в бюджетній сфері;
- виробництво змішаного моторного палива з добавкою (до 8%) кисневмісних спиртових домішок до бензину та біосинтетичних оксигенних компонентів;
- використання скидного енерго-технологічного потенціалу, зокрема через застосування турбодетандерних агрегатів і електрогенеруючих потужностей, що працюють на супутних газах;
- упровадження комбінованих когенераційних енергетичних систем у комплексі з системами акумулювання енергії;
- створення мережі підприємств з переробки побутового сміття з метою його знешкодження та отримання електричної і теплової енергії, упровадження технологій спалювання та переробки твердих побутових відходів (полімерів,

гумових виробів і автошин) з метою отримання енергоносіїв (гідролізного газу, рідких нафтопродуктів, технічного вуглецю) із залученням високоефективних сучасних вітчизняних і закордонних технологій;

- комплексне впровадження теплових насосів для одночасного вироблення тепла, гарячої води та холоду;
- організація децентралізованих заготівель, переробки та використання місцевих видів палива: відходів сільськогосподарського виробництва, уключаючи соломку.

Комунальна теплоенергетика – це одна з найважливіших складових соціальної інфраструктури, що найбільш наближена до загальних потреб людини. З іншого боку, вона є найбільш енергоємною та високовитратною галуззю житлово-комунального господарства.

Слід зазначити, що в структурі паливно-енергетичних ресурсів підприємств комунальної теплоенергетики Сумської області найбільшу питому вагу складає природний газ (табл. 3.4).

Таблиця 3.4 – Витрати паливно-енергетичних ресурсів на підприємствах комунальної теплоенергетики Сумської області.

№	Підприємства – надавачі послуг	Загальні витрати умовного палива (т у. п.)				Питомі витрати умовного палива на виробництво 1 Гкал
		всього	у тому числі			
			газ	рідке	тверде	кг/Гкал
1	2	3	4	5	6	7
1	КП «Теплогарант»	21269	21269	0	0	167,1
2	ДП «Авіакон»	5655	5655	0	0	162,4

Продовження таблиці 3.4

1	2	3	4	5	6	7
3	ТОВ «Тепловодпостач»	3521	3521	0	0	162,9
4	КП «Ромниткомунтепло»	9421	9421	0	0	167,3
5	КП «Ромнитеплосервіс»	1425	1425	0	0	156,3
6	КП «Глухівський тепловий район»	7987	7283	0	704	176,3
7	КП «Лебединтеплоенерго»	1742	1582	0	160	164,0
8	КП «Теплосервіс Білопілья»	3953	3954	0	0	158,06
9	смт. Краснопілья ТОВ «Теплоенерго»	861	861	0	0	158,0
10	м. Кролевець КРКП «Акватермо»	622	238	0	383	147,9
11	смт. Л.Долина «Райсількомунгосп»	253	253	0	0	173,8
12	Л.Долина КП «Теплокомуненерго»	414	414	0	0	137,1
13	КП «Райкомунгосп» м. Тростянець	818	818	0	0	165,07
14	ТОВ «Сумитеплоенерго»	147344	123662	0	59585	156,6
15	м. Суми Дирекція» КППВ»	59895	59895	0	0	155,32
16	СНАУ	2291	2291	0	0	155,30
17	м. Охтирка ТОВ «Брок-Енергія»	23134	23134	0	0	149,2
18	ТОВ «Шосткинське підприємство «Харківенергоремонт»	41477	41477	0	0	165,7
19	ТОВ «Шостка-Тепло»	2455	2455	0	0	156,2
20	м. Шостка КЗ «Імпульс»	3916	3916	0	0	162,0

При цьому, природно-кліматичні умови області сприятливі для впровадження відновлюваних джерел енергії, а існуюча промислова і комунальна інфраструктура дозволяє використовувати нетрадиційні джерела енергії. Аналіз потенціалу Сумської області що до використання альтернативних джерел енергії та альтернативних видів палива є невід’ємною складовою розробки програм модернізації систем комунального теплопостачання та основою для прогнозування скорочення використання природного газу.

Гідроенергетика (малі гідроелектростанції).

У порівнянні з іншими джерелами енергії гідроелектростанції володіють еколого-економічними і технічними перевагами. Використання водотоку для виробництва електроенергії дозволяє зберегти значну кількість паливних ресурсів. Важливою перевагою ГЕС є відсутність шкідливих викидів в атмосферу.

Мала гідроенергетика в області має перспективи для свого розвитку. На річках Ворскла, Знобівка, Івотка, Клевень, Псел, Реть, Ромен, Сироватка експлуатується 45 шлюзів-регуляторів, якими може спрацьовуватися до 41,7 млрд. м³ води. На чотирьох шлюзах-регуляторах облаштовані малі гідроелектростанції – Низівська, Маловорожбянська, Михайлівська та Бобрівська. Решта, 41 шлюз, для генерації електроенергії не використовуються.

В області функціонують чотири малі гідроелектростанції (табл. 3.5).

Таблиця 3.5 – Гідроелектростанції Сумської області

Назва ГЕС	Встановлена потужність, кВт	Рік введення в експлуатацію
Мало-Ворожбянська	350	1960
Бобрівська	180	1955
Михайлівська	190	1957
Низівська	480	1952

Енергія біомаси.

В області існує достатній енергетичний потенціал практично всіх видів біомаси і необхідна база для розвитку даної галузі енергетики. Нині у регіоні здійснюється виробництво брикетів, пелетів із відходів лісопереробки, соняшника, соломи тощо. Це дозволяє скоротити споживання природного газу та зменшити енергозалежність області. Інформація щодо об'єктів альтернативної енергетики за даними Управління житлово-комунального господарства Сумської обласної державної адміністрації наведена в табл. 3.6.

В даний час на території Сумської області використовуються в основному традиційні органічні види палива природний газ, вугілля, торф, дрова та відходи деревини. Нижче наведені основні енергетичні показники органічних палив, що використовуються, та можуть бути використані при реалізації запропонованих заходів, реконструкції існуючих і спорудженні нових джерел теплопостачання.

Таблиця 3.6 – Основні об'єкти з виробництва альтернативних видів палива (тверде біопаливо)

№ з/п	Найменування суб'єкта господарювання	Назва об'єкту альтернативної енергетики	Встановлена потужність
1	2	3	4
1	КП «Глухівський тепловий район», завод по виготовленню дерев'яних брикетів, м. Глухів	дерев'яні брикети	5 т/добу
2	ТОВ «Техоснова» м. Конотоп	Обладнання для виробництва пелет	1 т/год
3	ТОВ «Гринівська пелетна фабрика», Недригайлівський район	Пелети із соломи	2000 шт./рік

Продовження таблиці 3.6

1	2	3	4
4	ДП «Глухівське лісове господарство», м. Глухів	Дрова	7500 т/рік
5	ДП «Глухівський агролісгосп», м. Глухів	Дрова	4350 т/рік
6	ДП «Роменський агролісгосп», Роменський район	Ділянки планових рубок	-
7	ДП «Роменське лісове господарство», Роменський район	Ділянки планових рубок	-
8	ДП «Тростянецьке лісове господарство», Тростянецький район	Дрова	14100 м3
9	ДП «Тростянецький агролісгосп», Тростянецький район	Дрова	6953 м3
10	ДП «Шосткинський агролісгосп»	Технологічна лінія ЛБГ-2 по виготовленню брикетів з тирси та інших відходів деревини	1000 т/рік

Тверді побутові відходи (ТПВ)

Характеристики ТПВ для Сумської області прийняті як середні по Україні. Склад ТПВ, у відсотках: папір – 47; деревина – 1,0; шкіра і гума – 1,8; кістки – 0,5; метал – 4,5; харчові відходи – 29,0; текстиль – 5,0; скло і каміння – 4,3; пластмаса – 2,0; відсів розміром менше 15 мм – 4,5; інші – 0,4.

Питома вага ТПВ становить 200 - 300 кг/м³. Нижча теплота згоряння $Q_H = 6,45$ МДж/кг (1540 ккал/кг).

Інститутом електродинаміки Національної Академії Наук України виконана робота по визначенню регіонального енергетичного потенціалу відновлювальних та нетрадиційних видів енергії та зведена в «Атлас енергетичного потенціалу відновлювальних та нетрадиційних джерел енергії України». Згідно із даною роботою на теренах Сумської області зосереджується наступний потенціал тваринницької сільськогосподарської біомаси Сумської області біоенергетики (табл. 3.7).

Таблиця 3.7 – Сумарний потенціал сільськогосподарської біомаси Сумської області

№ з/п	Назва	Од. вимірювання	Кількість	Заміщення орг. палива, т.у.п./рік
1	Біомаса зернобобових	тис. МВТ·год/рік	1120	512
2	Біомаса соняшника	тис. МВТ·год/рік	488	223
3	Рослинні відходи кукурудзи	тис. МВТ·год/рік	1290	589
4	Рослинні відходи овочів	тис. МВТ·год/рік	330	151

Потенціал енергетичної ефективності біоенергетики достатньо високий для виділення її в окремий напрямок енергетичного господарства. Біоенергетичні установки передбачають використання джерела поновлюваної енергії біомаси, тобто біоенергетичних відходів або побічних продуктів сільськогосподарського виробництва і тваринництва, відходів деревини тощо. Область має практично всі види біомаси з необхідною базою для розвитку цієї галузі енергетики.

Енергетичний потенціал біомаси представлено такими її складовими - енергетичним потенціалом тваринницької і рослинної сільськогосподарської біомаси та енергетичним потенціалом відходів лісу.

Основними технологіями переробки біомаси, що можна рекомендувати до широкого впровадження в цей час, є: пряме спалювання, піроліз, газифікація,

анаеробна ферментація з утворенням біогазу, виробництво спиртів та масел для одержання моторного палива.

Біомасою для безпосереднього спалювання служать відходи деревообробних та сільськогосподарських підприємств, санітарної вирубки лісів та деревина, що вирубується при формуванні крони дерев міських парків. Теплотворна здатність такого палива відповідає 0,3-0,4 л пального на 1 кг.

В установках піролізу палива тверда біомаса використовується для отримання газоподібного або рідкого палива. Для сільськогосподарського об'єднання з площею зернових у 1000 гектарів за середньої урожайності й використання для піролізу 50 % соломи отриманий біогаз може дати енергію, що відповідає 500 тис. літрів пального.

Вирішення агротехнічних проблем є не менш важливим фактором на користь біоенергетики; причому, в цьому випадку слід враховувати не тільки підвищення врожайності за рахунок високоякісних добрив, але й зменшення на полях шкідливої мікрофлори та небажаної рослинності.

Економічна ефективність біоенергетичного обладнання в більшості випадків забезпечується правильним вибором технології переробки біомаси та розташуванням обладнання в місцях постійного її накопичення; важливим є також ефективне і, по можливості, комплексне використання всіх отриманих в процесі переробки продуктів.

Виробництво біогазу одночасно з вирішенням санітарних проблем та захисту довкілля від забруднення дозволяє поліпшити енергозабезпечення і тваринних комплексів.

Ураховуючи обсяги тваринництва та птахівництва, слід вважати перспективним використання біогазу в області для потреб енергетики, зокрема, використання газодизельних електростанцій.

Також іншим перспективним напрямком є переробка рослинних відходів сільського господарства з метою отримання енергоносіїв. Крім виробництва енергії (біогазу), ці установки виконують роль ефективних очисних споруд, знижують хімічне та бактеріологічне забруднення ґрунту, води та повітря.

Біогаз можна також отримувати з існуючих полігонів твердих відходів, у тому числі як за допомогою біореакторів, так і шляхом збирання метану через систему свердловин. Суттєвою умовою успішної реалізації таких проектів є наявність поблизу полігонів твердих побутових відходів крупних споживачів теплової енергії.

Вітроенергетика (вітрові електростанції).

Сумська область перспективна для використання енергії вітру та будівництва вітрових електростанцій.

Для сучасного технічного рівня вітрових електричних установок використовуються райони із середньорічними швидкостями вітру до 5 м/с і більше на висоті флюгера 10 метрів. Тому попередня оцінка вітрових характеристик території України подана з використанням цього критерію.

За результатами обробки статистичних метеорологічних даних по швидкості та повторюваності швидкості вітру проведено районування території України і визначено питомий енергетичний потенціал вітру на різній висоті відповідно до зон районування. Приведені дані є базовими при впровадженні вітроенергетичного обладнання і призначені до використання проектувальниками об'єктів вітроенергетики для встановлення оптимальної потужності вітроагрегатів та типу енергії (електрична або механічна) для ефективного її виробництва в конкретній місцевості.

В умовах області за допомогою вітроустановок можливим є використання 15-19% річного об'єму енергії вітру, що проходить крізь перетин поверхні вітроколеса. Сумська область знаходиться в зоні з середньорічною швидкістю вітру 4,5 м/с, а в деяких районах і більше 5 м/с. Очікувані обсяги виробництва електроенергії з 1 кв. метра перетину площі вітроколеса на висоті 15 метрів становить:

- природний потенціал вітру – до 1120 кВт·год./ кв. метр щороку;
- технічно-досяжний потенціал вітру – понад 200 кВт·год./ кв. метр щороку.

Позитивним в енергії вітру є те, що вона може бути доведена до ефективного використання у індивідуальних споживачів. У той же час необхідне

забезпечення технічної можливості автоматичного під'єднання-від'єднання до існуючої електричної мережі та впровадження заощаджувальних механізмів для суб'єктів господарювання, що встановлюють вітрові електроустановки та бажають працювати на ринку надання послуг з постачання електроенергії.

Сонячна енергія (фотоелектричні станції, батареї).

Середньорічна кількість сумарної сонячної радіації, що поступає на 1 м² поверхні, на території Сумської області в середньому складає 1070 кВт·год/ м². Енергія сонячної радіації області оцінюється в 3,5 – 4,5 Дж/м² на рік, що дозволяє отримувати щодоби з 1 м² сонячного колектора до 600 Вт·год енергії. Таким чином, навіть малий сонячний колектор (до 10 кв. метрів) може компенсувати значну частку витрат енергії індивідуального господарства на підігрів води та опалення.

Потенціал сонячної енергії Сумської області є достатньо високим для широкого впровадження як фотоенергетичного, так і теплоенергетичного обладнання. Найпривабливішими з екологічного погляду є виробництво електроенергії сонячними фотоелектричними станціями. За допомогою напівпровідникових фотоелектричних перетворювачів здійснюється пряме перетворення енергії сонячної радіації в електроенергію з високим ступенем ефективності і цілорічно.

У кліматометеорологічних умовах області для сонячного теплопостачання ефективним є застосування плоских сонячних колекторів, що використовують як пряму, так і розсіяну сонячну радіацію.

Геліоджерела можна застосовувати в зонах децентралізованого теплопостачання. Геліопанелі можуть бути розташовані на ділянках, що не забудовуються, на дахах будівель-споживачів тепла.

Геліоустановки доцільно використовувати як з метою гарячого водопостачання, так і для попереднього підігріву води перед традиційним джерелом тепла для систем опалення. Певний розвиток повинні отримати так звані «сонячні ставки», будівництво яких потребує лише рівного рельєфу місцевості. Теплова потужність 1 МВт забезпечується ставком з площею поверхні

5000 кв. метрів. Такі установки можливо застосовувати для децентралізованого теплопостачання (гаряче водопостачання) в літній період.

Геліоустановки можна використовувати як для безпосереднього використання енергії, так і в якості джерел низькопотенційного тепла для теплонасосних установок.

Ураховуючи нерівномірність надходження тепла, установки сонячної теплоенергетики можуть доповнюватись іншими енергетичними установками, наприклад, тепловими насосами або паливними котлами.

Теплові насоси.

Енергія довкілля для потреб теплопостачання використовується за допомогою теплових насосів.

Одним із шляхів упровадження альтернативних джерел теплопостачання щодо вирішення проблем енергозбереження є використання систем утилізації тепла на очисних спорудах (в умовах розвинутої багатоповерхової забудови міської території з широким використанням гарячого водопостачання в місті утворюється велика кількість стічних вод), використання тепла ґрунтів як джерела низькопотенціального тепла для теплонасосних установок.

Основне призначення теплових насосів – опалення та гаряче водопостачання з використанням низькопотенціальних джерел тепла, що скидається промисловим і комунальним секторами. На 1 кВт·год. використаної електроенергії тепловий насос виробляє 3-4 кВт·год. тепла. Економія палива при використанні ТНУ в порівнянні з котельною становить у середньому від 3 до 30 кг у.п./ГДж, а в порівнянні з електричним нагрівом – від 45 до 70 кг у.п./ГДж. Застосування теплових насосів у системах опалення, гарячого водопостачання та кондиціонування повітря окремих будівель та споруд, при коефіцієнті перетворення від трьох і вище, забезпечує економію палива у споживача до 60-80% порівняно зі спалюванням його в дрібних опалювальних котельнях та індивідуальних теплових установках.

Застосування ТНУ дозволяє суттєво знизити забруднення навколишнього середовища. Доцільно використовувати теплові насосні установки при наявності

доступних низькопотенціальних джерел тепла. При цьому в опалювальний період теплопостачання будинків здійснюється від теплового насоса (80-90% споживання), а пікове навантаження (при низьких температурах зовнішнього повітря) покривається електрокотлами або котельними на органічному паливі.

Потужні теплонасосні станції теплопостачання можуть розміщуватися біля відвідних каналів очищених комунально-побутових вод. Можливим є створення окремих теплонасосних установок для утилізації теплоти умовно чистих стоків басейнів, спортивних комплексів, пральних комбінатів та інших об'єктів побутового і промислового призначення.

Теоретичні ресурси низькопотенціальної теплової енергії стічних вод розраховуються, виходячи з загального обсягу каналізаційних стоків області, технічно доступні ресурси – обсягу очищених каналізаційних стоків лише від міських поселень. Економічно-доцільні обсяги використання низькопотенціальної теплової енергії стічних вод розраховуються, виходячи з половини обсягу очищених стоків від міських поселень області (ураховуються обмеження, пов'язані з нерівномірністю надходження стоків).

Упровадження теплонасосних станцій дозволить зменшити споживання високоякісного палива в комунальних системах теплопостачання міст. Середній термін експлуатації теплових насосів до першого ремонту становить від 15 до 25 років. Єдиною причиною того, що в Україні теплові насоси не набули широкого вжитку, є їх значна собівартість. Один кіловат потужності теплового насосу закордонного виробництва (обладнання + монтаж + пусконаладжувальні роботи) коштує від 800 до 1100 євро. Довідково: 1 кВт потужності котла, що працює на природному газі (при потужності котла 100-200 кВт), коштує 300-400 грн., а з урахуванням вартості монтажу котла та пусконаладжувальних робіт – 450-600 грн.

На очисних спорудах КП «Міськводоканал» для опалення виробничих і побутових приміщень та підігріву води планується використання низькопотенційного тепла стічних вод із упровадженням теплових насосів (табл. 3.8). Значні обсяги теплової енергії технічно можливо і економічно виправдано

використовувати за допомогою теплових насосів на очисних спорудах міст обласного значення.

Таблиця 3.8 – Перелік проектів із заміщення традиційних видів палива за рахунок використання теплових насосів

Найменування об'єктів та їх місцезнаходження	Вид палива		Тип котлів, що встановлено		Кошторисна вартість, тис. грн.
	До модернізації	Після модернізації	Марка	Кількість	
Реконструкція системи опалення приміщень очисних споруд з використанням теплових насосів	Природний газ	Природне тепло стічних вод	КВ-Г-7,56-150	2	4179,0

На Сумщині теплові насосні установки потужністю від 4 кВт до 5 МВт виробляє ВАТ «ВНДІкомпресормаш» концерну «Укрросметал». Унікальні теплові насосні станції тепловою потужністю від 5 до 20 МВт має змогу виробляти ВАТ «Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання».

Торф.

Торф'яні ресурси Сумської області складаються із 165 торф'яних родовищ з геологічними запасами 106,2 млн. тонн. Частка запасів торфу в області від загальних в Україні становить 5%. Основні запаси сконцентровані в Глухівському, Шосткинському, Кролевецькому, Конотопському та Путивльському районах.

Торф'яна промисловість Сумської області у 60-80 роки займала одне з провідних місць з видобутку торфу серед торфодобувних областей України.

Галузь здійснювала вагомий внесок у забезпечення населення області паливом, а сільського господарства - органічними добривами. У 90 роки державне підприємство «Сумиторф» освоїло широку номенклатуру розфасованої торфопродукції для садівництва та городництва.

Динаміка видобутку торфу та виробництва торфобрикетів по Сумській області за 1990-2006 роки подана в табл. 3.9.

Таблиця 3.9 – Видобуток торфу та виробництво торфобрикетів по Сумській області за 1990-2006 роки (тис. тонн)

Показники	Роки			
	1990	1995	2000	2006
Видобуток торфу – всього	646,6	54,3	0,8	-
у тому числі: кускового	9,2	10,3	0,6	-
фрезерного паливного	32,7	32,5	-	-
для добрив сільському господарству	604,7	11,5	0,2	-
Виробництво торфобрикетів	22,4	18,8	0,1	-

У 1990-2000 роки з переходом до ринкових відносин відбувся обвальний спад виробництва торф'яної продукції, основними причинами якого стали:

1. Скасування раніше чинної системи виділення державних капітальних вкладень для розвитку виробничих потужностей з видобування торфу. Видобуток торфу потребує значної кількості підготовлених виробничих площ і розгалуженої мережі каналів для осушення. Цикл підготовки нових площ до експлуатації складає, як мінімум, 1 рік (частіше 2 роки). Джерелом фінансування підготовки нових потужностей були до 1990 року централізовані капітальні вкладення, для чого в собівартість торфопродукції закладалася розрахована за спеціальною методикою ставка відрахувань у централізований фонд. Таким чином, постійно на

заміну вироблених площ уводились нові виробничі потужності. Скасування цієї системи призвело у 1991-2000 роках до значного зменшення в області потужностей з видобутку торфу.

2. Припинення закупок торфу на добрива сільськогосподарськими споживачами у зв'язку із скасуванням державного фінансування робіт із застосування торфу в сільському господарстві призвело до вибуття виробничих потужностей, різкого падіння виробництва, а в останні роки – майже до повного згортання заготівлі торфу на добрива.

3. Постійний дефіцит обігових коштів на всіх торфодобувних підприємствах через сезонність виробництва. Раніше джерелом поповнення обігових коштів на покриття передсезонних витрат, витрат на міжсезонний ремонт виробничих площ та технологічного устаткування були планові банківські кредити, що виділялись під залишки видобутого торфу на умовах погашення його в плановому порядку по мірі збуту торфопродукції. Отримати зараз такі кредити неможливо, що не дає можливості забезпечити нормальне функціонування сезонного торф'яного виробництва.

4. Припинення практики встановлення в області роздрібних цін на місцеве торф'яне паливо з урахуванням платоспроможності сільського населення за умови компенсації з державного бюджету різниці між роздрібною та оптовою ціною. Це спричинило зростання цін на паливо, скорочення обсягів споживання і виробництва.

5. Дефіцит потужностей для видобутку торфу через вичерпання його запасів та складність відведення під промислову розробку нових торфородовищ через відсутність чіткої програми з використання торфородовищ в області та змін форм власності на землю.

Крім того, на роботу торф'яної промисловості області негативно впливає ряд інших факторів:

- високі податки, особливо на землю;
- неадекватне зростання цін на енергоносії (електроенергію, пально-мастильні матеріали);

- значне скорочення чисельності кваліфікованих працівників тощо.

Експлуатаційні площі видобування торфу, що знаходяться в землекористуванні підприємства «Сумиторф», становлять 254 гектари із запасами торфу 357 тис. тонн. Тобто під промисловою розробкою торфу в області зайнято менше 1% торф'яних площ та балансових запасів торфу.

Таким чином, запаси торфу в області дозволяють у перспективі нарощувати обсяги виробництва різноманітної торф'яної продукції на паливо та добрива, а також налагодити постачання торфу на експорт.

Кусковий торф і торфобрикети є найдешевшим і висококалорійним місцевим паливом для населення та підприємств комунальної теплоенергетики, яке за своєю вартістю є найбільш конкурентоспроможним у порівнянні з вугіллям, мазутом та природним газом. Розрахункова вартість 1 МДж нижчої теплоти згоряння різних палив показує помітну перевагу торф'яних палив (у 2,3-2,9 рази дешевше). Таким чином, збільшення обсягів видобутку та використання торф'яного палива відкриває реальну перспективу значного зменшення витрат на закупівлю палива.

Напрямок раціонального використання місцевих енергетичних ресурсів може бути впровадження газогенераторних установок на торфі для опалювання індивідуальних будинків, шкіл, лікарень та інших закладів. Основною сировиною для газифікації є кусковий торф. Досвід з впровадження газогенераторів для опалення накопичили підприємства торф'яної галузі Республіки Білорусь. Учені цієї країни готові надати допомогу з упровадження їх в Україні.

Видобуток торфу в області ведеться державним підприємством «Сумиторф», центральний апарат якого знаходиться в місті Конотоп. До складу цього підприємства входять і ведуть торфовидобуток дочірні підприємства «Глухівторф», «Конотопторф», «Шосткаторф», «Кролевецьторф» та виробнича дільниця «Путивльторф».

Основною продукцією, що спроможні виробляти вказані виробничі підрозділи, є торф кусковий, торфобрикети, торф для добрив сільському

господарству, розфасовані торфогнійні, торфомінеральні, торфопослідні добрива для садівництва та городництва.

Міжвідомча комісія при Міністерстві охорони навколишнього природного середовища України 16 квітня 2007 року прийняла рішення про надання спеціального дозволу на користування надрами родовища «Клевень-Обеста» державного підприємства «Глухівторф».

Видобуток торфу та виробництво торфобрикетів можливо за короткий термін довести до рівня наявних виробничих потужностей.

Для розвитку промислового торфовидобутку на перспективу за підприємством «Сумиторф» необхідно зарезервувати 1500 га торфородовищ, що дозволить завчасно проводити відведення земель та необхідні геологорозвідувальні роботи, розробляти проектно-кошторисну документацію, виконувати комплекс робіт з підготовки ділянок торфородовищ до експлуатації та будівництва промислових об'єктів.

Інші альтернативні види палива.

Більшість альтернативних видів палива (біодизель, біогаз, дрова, відходи лісозаготівлі і деревообробних підприємств, відходи рослинництва – солома, стебла і листя гречки, кукурудзи і соняшнику, відходи підприємств переробки сільгосппродукції – лущиння соняшнику, гречки, проса) належать до поновлюваних видів палива.

Перспективним є використання місцевих видів палива у вигляді брикетів або пелет. Це дозволяє застосувати котли з автоматичною подачею паливних елементів. Крім того, вартість опалення будівель з використанням альтернативних видів палива значно нижча, ніж при використанні газу в якості палива.

В області налагоджено виробництво паливних брикетів з відходів сільського господарства, лісозаготівлі, деревообробних підприємств та зерновідходів (табл. 3.10).

Проблемою для підприємств, що випускають паливні брикети, є ринок збуту. У результаті значна частка випущених брикетів спрямовується на експорт.

Таблиця 3.10 - Виробники альтернативних видів твердого палива, яке виготовляється з відходів рослинництва, в Сумській області

Підприємство	Адреса	Вид продукції	Потужність, тонн
ТОВ «Сумикомунтранс»	місто Суми, вул. Менжинського,3	Брикети	3500
ТОВ «Сумський завод продтоварів»	село Бездрик, Сумський район	Пелети	2000
ТОВ «ВВО-Дніпро»	сmt. Зноб-Новгородське, Середино-Будський район	Пелети	1000
ПП «Тайм-2002»	село Коровинці, Недригайлівський район	Брикети	1000
ДП «Глухівторф» не працює	село Соснівка, Глухівський район	Торфо-брикети	3000
ДП «Буринський елеватор» ДАК «Хліб України»	місто Буринь, вул. Новоселівська,2	Брикети	1000
ТОВ «Гринівська пелетна фабрика»	село Гринівка, Недригайлівський район	Пелети	3500
Сумський Національний аграрний університет	місто Суми, вул. Кірова, 160	Пелети	500

Проведений аналіз засвідчує, що Сумська область має значний потенціал використання нетрадиційних та відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) (табл. 3.11).

Таблиця 3.11 – Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії Сумщини

Напрями освоєння НВДЕ, одиниці виміру	Загальний потенціал	Технічно досяжний потенціал	Економічно доцільний потенціал	Практичне використання
Вітрова енергія, кВт·год/м ² рік	2530	460	120	0
Сонячна енергія, МВт·год/рік	$26 \cdot 10^9$	$12,5 \cdot 10^7$	$2 \cdot 10^5$	0
Гідроенергетичний потенціал, млн. кВт·год/рік	298	197	197	3,4
Енергія біомаси, у тому числі:				
- біогаз, тис. т у.п./рік	50	50	50	0
- рослинного походження, тис. т у.п /рік	950	950	950	0,8
- дрова, відходи лісокористування та деревообробки, тис. куб. метрів/рік	409	409	409	200
Торф, млн. тонн	106	64	64	0
Енергія доквілля, млн. кВт·год/рік	5516	3664	410	0

ВИСНОВКИ

Актуальність даного проекту обумовлена об'єктивними змінами як в макроекономічних тенденціях, які призводять до підвищення цін на енергоносії, вартості виробленої електроенергії, так і зовнішньополітичними обставинами, які обумовлюють необхідність зменшити енергозалежність України від інших країн, знизити енерговитратність економіки в цілому.

У світі існують методики прогнозування споживання електроенергії. Але, як правило, вони базуються на інформації, яка надходить від кожної точки споживання за допомогою лічильників, які мають можливість передавати інформацію про миттєві значення спожитих потужностей у центри обробки даних. В Україні не існує подібної розвинутої інфраструктури, що унеможливило б використання закордонних методик. Створення подібної розгалуженої системи датчиків та лічильників у масштабах країни потребує досить значних витрат часу та капіталовкладень.

Впровадження організаційно-технічних заходів щодо економії електричної енергії у конкретного споживача не можливе без дієвої системи моніторингу енергоспоживання в режимі «on-line», короткотермінового прогнозування витрат енергоресурсів в залежності від впливу визначених основних зовнішніх факторів, що ґрунтується на об'єктивній інформації, яка надходить до системи, виключаючи вплив «людського фактору». Пропонована система є інструментом прямої та опосередкованої дії щодо об'єктивного оцінювання дій персоналу різного рівня, визначення реального економічного ефекту від впровадження та підтримки енергозберігаючих заходів. В свою чергу, нормування електроспоживання за елементами та напрямками її споживання у межах системи, дозволяє проводити об'єктивне порівняння витрат за визначеними періодами часу та є передумовою формування уточненої заявки на закупівлю електричної енергії на енергетичному ринку.

Вирішення завдань проекту базується на міждисциплінарному системному дворівневому підході до формування системи енергетичного менеджменту, з використанням передового досвіду європейських країн, що потребує адаптації до умов галузі освіти України, створення та підтримки, відповідним чином пристосованих, систем збору та моніторингу інформації щодо споживання електроенергії, методів оцінювання ефективності споживання електроенергії і прийняття рішень, використання поглиблених схем енергоаудиту на базі енергетичних моделей об'єктів.

В результаті виконання першого етапу НДР розроблені інформаційні основи моделювання систем управління ефективністю та прогнозування використання теплової та електричної енергії. Зокрема, на основі аналізу методів моделювання споживання електричної та теплової енергії встановлено, що умовам необхідності та достатності відповідають моделі, які на поєднанні елементів узагальнених авторегресійних моделей ковзної середньої (ARIMA), структурних та коінтеграційних (теорія Р. Енглу та К. Гренджера).

Методичні підходи до оцінки соціо-еколого-економічної ефективності інвестиційних проектів з енергозбереження адаптовані до умов і обмежень науково-методичного забезпечення (інструментарію) створення дворівневої системи управління процесами ефективного споживання електроенергії - універсальних економіко-математичних моделей процесів електроспоживання. При цьому, враховуються такі умови, як стратегії оптимізації витрат на опалення, оцінка еколого-економічної ефективності реалізації багатоцільової програми розвитку малої гідроенергетики, умови соціально-екологічної відповідальності підприємств теплоенергетики, підходи до оцінки та прогнозування атмосфероохоронних витрат у теплоенергетиці.

Значна увага у звіті приділяється обґрунтуванню методичних підходів до прогнозування споживання електричної енергії. В результаті виконання першого етапу НДР розроблені рекомендації щодо впровадження системи управління споживанням та заощадженням електроенергії і оцінки електроенергетичної ефективності складних господарюючих об'єктів на базі автоматизованого

програмного комплексу короткострокового прогнозування та довгострокового планування обсягів споживання електроенергії на основі ретроспективних даних та з урахуванням динаміки зовнішніх факторів впливу (технологічних, погодних, організаційних, нормативних).

При створенні системи енергоменеджменту на рівні відокремленого об'єкту (споруди/комплексу споруд), актуальними є питання розвитку методів проведення поглибленого енергоаудиту з використанням інструментальних підходів, а також інтегрального аналізу будівлі як системи з врахуванням її експлуатаційних, конструктивних особливостей та погодних умов. У звіті містяться рекомендації щодо зміни енергетичного стану об'єкту в часі та моделювання процесів в будівлях та/або їх окремих елементах для аналізу стану споживання енергоресурсів, моніторингу та контролю енергоспоживання, порівняння варіантів енергозберігаючих заходів.

Новітнім у розробленому програмному забезпеченні по прогнозуванню споживання електроенергії є його адаптивність і здатність до самонавчання у залежності до змін структури складної системи споживачів, тенденцій у споживанні електроенергії та урахування нових факторів (зовнішніх та внутрішніх), що впливають на систему.

Важливим елементом в підвищенні ефективності споживанні електроенергії та теплової енергії є мотивація впровадження енергозберігаючих та енергоефективних заходів у бюджетних установах.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Старкова Г. Методы и модели прогнозирования электропотребления на региональном уровне / Г. Старкова // International Journal «Information Theories and Applications», vol. 19, Number 4, 2012. pp. 378-383. (<http://www.foibg.com/ijita/vol19/ijita19-4-p10.pdf>).
2. Калінчик В. П. Аналіз показників нерівномірності графіків навантаження промислових підприємств / В. П. Калінчик, В. П. Розен, О. В. Скачок // Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. – 2014 – Випуск 2 (85). – С. 67-72. (http://nbuv.gov.ua/UJRN/Vkdpu_2014_2_12).
3. A review on time series forecasting techniques for building energy consumption / [C. Deb, F. Zhang, J. Yang and oth.] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 74. – P. 902-924. (<https://ideas.repec.org/a/eee/rensus/v74y2017icp902-924.html>).
4. Building electrical energy consumption forecasting analysis using conventional and artificial intelligence methods: A review / [M. Mat Dauta, M. Yusri Hassan, H. Abdullaha and oth.]. // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – Vol. 70. – P. 1108-1118. (<https://ideas.repec.org/a/eee/rensus/v70y2017icp1108-1118.html>).
5. Калінчик В. П. Методологія оперативного управління споживанням електричної енергії / В. П. Калінчик // Енергетика. – 2013. – № 1. – С. 49-53. (http://nbuv.gov.ua/UJRN/eete_2013_1_10).
6. Multifactor-influenced energy consumption forecasting using enhanced back-propagation neural network / Y. Zeng, Y. Zeng, B. Choi, L. Wang // Energy. – 2017. – Vol. 127. – P. 381-396. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217304759>).
7. Нечеткие модели и нейронные сети в анализе и управлении экономическими объектами: монография / [Ю.Г. Лысенко, Е.Е. Бизянов, А.Г.

Хмелев, А.Ю. Минц и др.]; под ред. Ю.Г. Лысенко. – Донецк: Юго-Восток, 2012. – 388 с.

8. Sen P. Application of ARIMA for forecasting energy consumption and GHG emission: A case study of an Indian pig iron manufacturing organization / P. Sen, M. Roy, P. Pal. // *Energy*. – 2016. – Vol. 116, P.1. – P. 1031-1038. (<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216315043>).

9. ДСТУ 2155-93. "Енергозбереження. Методи визначення економічної ефективності заходів по енергозбереженню».

10. Типова методика «Загальні вимоги до організації та проведення енергетичного аудиту». [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://naer.gov.ua/normativno-pravovi-akti>.

11. Беренс, Вернер. Руководство по оценке эффективности инвестиций [Текст] : монография / В.Беренс, П. М.Хавранек; Пер. с англ. [А. О. Гридин и др. ; Науч. ред. Р. П. Вчерашний] ; Институт промышленного развития (Информэлектро); Академия инвестиций и экономики строительства ; АОЗТ "Инфраэксперт". – Новое изд., перераб. и доп. – М. : Интерэксперт ; М. : ИНФРА-М, 1995. – 527 с. : ил. (Промышленные технико-экономические исследования). – Пер. изд. : Manual for the preparation of industrial feasibility studies / W. Behrens, P. M. Hawranek. – Vienna, 1991.

12. Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику [Текст] : методика. ГКД 340.000. 001-95; Затв. Наказом Міністерства України від 23.02.95.№1 за узгодженням з Міністерством економіки України (лист від 06.01.95 №44 – 67/7) та Держкоммістобудування України (лист від 04.01.95 №10/1) та ведені в дію з 01.03.95. – К., 1995. – 34 с.

13. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Энергосистемы и электрические сети: ГКД 340.000.002 – 97: Утверждены приказом Минэнерго Украины от 20.01.97 №1ПС и введенные в действие с 01.01.98. – К., 1997. – 54 с.

14. Наказ НАЕР «Загальні вимоги до організації та проведення енергетичного аудиту»: від 20.05.2010 № 56 [Електронний ресурс]. – Режим

доступу : <http://document.ua/pro-zatverdzhennja-tipovoyi-metodiki-zagalni-vimogi-do-organ-doc28457.html>.

15. Экономический потенциал административных и производственных систем [А.М. Телиженко,

А.Ю. Жулавский, В.Н. Кислый и др.] / Под общ. ред. проф. О.Ф. Балацкого. – Сумы: ИТД Университетская книга, 2006. – С. 706.

16. Загальні вимоги до організації та проведення енергетичного аудиту: Типова методика. – Затв. Наказом № 56 від 20.05.2010 р. Національного агентства України з питань забезпечення ефективного використання енергетичних ресурсів. – 90 с.

17. Система експертизи ефективності інвестиційних проектів на стадії техніко-економічного обґрунтування [Електронний ресурс] / К. В. Ізмайлова, О. В. Ізмайлова // Управління розвитком складних систем. – 2010. – Вип. 4. – С. 45-54. – Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Urss_2010_4_11.pdf

18. Хлобистов Є.В. Підходи до створення управлінської системи екологічної безпеки регіону / Є.В. Хлобистов, І.В. Шевченко // Економічні науки. Серія: Регіональна економіка. – 2009. – Вип. 6, Ч. 2. – С. 20-28.

19. Омаров А. Е. Управлінські механізми державної політики забезпечення екологічної безпеки // Теорія та практика державного управління. – 2016. – № 3(54). – С. 1-7. Режим доступу – <http://www.kbuapa.kharkov.ua/e-book/tpdu/2016-3/doc/5/01.pdf>

20. Кучмішов А. В. Механізм управління екологічною безпекою економічних систем на засадах маркетингу //Маркетинг і менеджмент інновацій. – 2013. – №2. – С. 251-259. Режим доступу -

http://mmi.fem.sumdu.edu.ua/sites/default/files/mmi2013_2_251_259.pdf

21. Федірко В.М. Оцінка відносної ефективності витрат на управління в галузі охорони навколишнього середовища / Економіка та менеджмент: перспективи розвитку: матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції, м. Суми, 22-24 червня 2012 року / за заг. ред. О. В. Прокопенко. – Суми: СумДУ, 2012. – С. 143-144.

22. Телиженко А.М. Экономика чистого воздуха: международное управление. – Сумы: ИТД «Университетская книга», 2001. – 326 с.
23. Sotnik, M., Khovanskyu, S., Grechka, I., Panchenko, V., Maksimova, M. (2015). Simulation of the thermal state of the premises with the heating system «heat-insulated floor». *Eastern European Journal of Enterprise Technologies*, 6(5): 22–27.
24. Kurbatova, T., Sotnyk, I., Khlyar, H. (2014). Economical mechanisms for renewable energy stimulation in Ukraine. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31: 486-491.
25. Верховна Рада України (2018). Про альтернативні джерела енергії: закон України від 20.02.2003 № 555-IV (в ост. ред. від 11.06.2017), <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/555-15/page> (2018, accessed 28 July 2018).
26. Верховна Рада України (2018a). Про ринок електричної енергії: закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII (в ост. ред. від 10.06.2018), <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19/page> (2018, accessed 28 July 2018).
27. Сумиобленерго (2018a). Інформація про «зелений» тариф на електричну енергію для приватних домогосподарств, <https://www.soe.com.ua/spozhivacham/fizichnim-osobam/zeleni-tarifi> (2018, accessed 28 July 2018).
28. Сумиобленерго (2018). Тарифи для побутових та юридичних споживачів на 3 квартал 2018 року, <https://www.soe.com.ua/spozhivacham/tarifi/820-tarifi-dlya-pobutovikh-ta-yuridichnikhspozhivachiv-na-3kvart-2018-roku> (2018, accessed 28 July 2018).
29. Сумигаззбут (2018). Стоимость природного газа, <https://smgaszbut.104.ua/ru/gas-supply/gas-cost/id/vartist-prirodnogo-gazu-17902> (2018, accessed 28 July 2018).
30. Укргазбанк (2018). Кредит «Тепла оселя» крок за кроком, <http://www.ukrgasbank.com/private/credits/warmhouse/> (2018, accessed 28 July 2018).
31. Альфа Інвест (2018). Сравнительная таблица теплотворности некоторых видов топлива, <https://a-invest.com.ua/aktualno/tablitسا-teplotvornosti.html> (2018, accessed 28 July 2018).

32. Instaltrade (2018). Котлы электрические, https://www.instaltrade.com.ua/catalog/kotly_elektricheskie/ (2018, accessed 28 July 2018).
33. Prom.ua (2018). Електрокотел в Україні, <https://prom.ua/Elektrokotel.html> (2018, accessed 28 July 2018).
34. Chua, K.J., Chou, S.K., Yang, W.M. (2010). Advances in heat pump systems: a review. *Applied Energy*, 87(12): 3611-3624. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.06.014>.
35. Corberan, J.M. (2016). New trends and developments in ground-source heat pumps. In: Rees, S.J. (ed.). *Advances in Ground-Source Heat Pump Systems*. Woodhead Publishing: 359–385.
36. Corberán, J.M., Cazorla-Marín, A., Marchante-Avellaneda, J., Montagud C. (2018). Dual source heat pump, a high efficiency and cost-effective alternative for heating, cooling and DHW production. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 13 (2): 161–176. <https://doi.org/10.1093/ijlct/cty008>.
37. Lazzarin, R.M. (2012). Dual source heat pump systems: operation and performance. *Energy Build*, 52: 77–85.
38. Staffell, I., Brett, D., Brandon, N., Hawkes, A. (2012). A review of domestic heat pumps. *Energy & Environmental Science*, 5: 9291-9306. DOI:10.1039/C2EE22653G.
39. Atmosfera (2018). Сфери застосування теплових насосів, <https://www.atmosfera.ua/uk/teplovi-nasosi/sferi-zastosuvannya-teplovix-nasosiv/> (2018, accessed 28 July 2018).
40. Freenergy (2017). Теплові насоси та їх переваги, https://freenergy.com.ua/#hp_advantages (2018, accessed 28 July 2018).
41. Екоцентр (2018). Теплові насоси, <http://www.ecosvit.net/ua/teplovi-nasosi> (2018, accessed 28 July 2018).
42. Тепловые насосы (2018), <http://www.teplonasos.net.ua/> (2018, accessed 28 July 2018).

43. Wang, Z., Yang, H., Huang, H. (2014). Performance and defrosting effect study on the air-to-water heat pump with heat storage device. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9 (2):144–149. <https://doi.org/10.1093/ijlct/ctu020>.
44. Соколов, Е. Я. (1999). Теплофикация и тепловые сети. Москва: Издательство МЭИ, <http://www.teplota.org.ua/2008-01-12-sokolov-e-ya-teplofikaciya-i-teplovye-seti.html> (2018, accessed 28 July 2018).
45. Prom.ua (2018a). Пеллеты в Украине, <https://prom.ua/Pellety.html> (2018, accessed 28 July 2018).
46. Данко (2018). Твердотопливные котлы, <http://danko-kotel.com.ua/danko-17-tem> (2018, accessed 28 July 2018).
47. Закон України «Про державні цільові програми». [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1621-15>
48. Програма економічного і соціального розвитку Сумської області на 2014 рік, затверджена Рішенням Сумської обласної ради від 24.01.2014.
49. Шашков С.В. Вдосконалення програмного підходу до управління багатоцільовим функціонуванням об'єктів малої гідроенергетики / С.В. Шашков // Економічний вісник Запорізької державної інженерної академії. – 2016. – Вип. 3. – С. 110-113.
50. Оцінка активів підприємства [Текст] : навчальний посібник / Ю. В. Панасовський, Б. А. Семененко, О. М. Теліженко та ін.; ред. Ю. В. Панасовський. – Суми : Університетська книга, 2009. – 512 с.
51. Лебедь Н.П. Оценка имущества и имущественных прав в Украине: Монография / Лебедь Н.П., Мендрул А.Г., Ларцев В.С. и др.; под ред. Н.П. Лебедь. – [Изд. второе перераб. и доп.]. – К.: ООО "Информационно-издательская фирма "Принт-Эксперсс", 2003. – 715 с.
52. Міжнародні стандарти оцінки 2011 / Пер. з англ. УТО. – К. : «Аванпостприм», 2012. – 144

53. Шашков С.В. Шляхи підвищення ринкової вартості об'єктів малої гідроенергетики / С. В. Шашков // Матеріали III Міжнародної науково-практичної конференції "Проблеми забезпечення економічного розвитку промислових підприємств" (Одеський національний політехнічний університет, м. Одеса, 28-29 вересня 2015). Том 1. - Одеса, ОНПУ, 2015. - С.66–67.

54. Постанова Кабінету Міністрів від 10.09.2003 №1440 [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1440-2003-п>

55. Ремінська. О. Кращі європейські практики реалізації вимог Директиви 2009/28/ЄС щодо заохочення використання відновлюваних джерел енергії. UNIDO/GEF Project [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://www.reee.org.ua/assets/2014/09/best-european-practices.pdf>

56. Закон України "Про електроенергетику" [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/575/97-вр>

57. Закон України "Про ратифікацію Конвенції про охорону біологічного різноманіття" [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/257/94-вр>

58. Збереження біорізноманіття України : Друга національна доповідь / Я.І. Мовчан, Ю.Р. Шеляг-Сосонко (заг. ред.). – К. : Хімджест, 2003. – 110 с.

59. Постанова Кабінету Міністрів України від 12 травня 1997 р. №439. [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/439-97-п>

60. Шашков С.В. Стимулювання функціонування та розвитку об'єктів малої гідроенергетики / С. В. Шашков // Науковий вісник Херсонського державного університету (Серія «Економічні науки»). – 2016 – Вип.16. – Ч.3. – С. 87-90.

61. Дегтяренко О.Г. Інформаційне забезпечення підвищення ефективності функціонування об'єктів малої гідроенергетики / О.Г. Дегтяренко, С.В. Шашков // Економічні проблеми сталого розвитку: матеріали Міжнародної науково-практичної конференції імені проф. Балацького О. Ф., м. Суми, 27 травня

2015 р. / За заг. ред. О.В. Прокопенко, М.М. Петрушенка. – Суми: СумДУ, 2015. – С. 93-94.

62. Бурштинська ТЕС у трійці найбільших забруднювачів повітря в Україні [Електронний ресурс] // Тримай курс. – 2018. – Режим доступу до ресурсу: https://kurs.if.ua/news/burshtynska_tes_u_triytsi_naybilshyh_zabrudnyuvachiv_povitrya_v_ukraini_infografika_67789.html.

63. Eurostat – Statistics explained: Офіційний сайт [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу : http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Main_Page.

64. Countries with highest installed power capacity. The shift project data portal [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.tsp-data-portal.org/TOP-20-Capacity#tspQvChart>

65. Key World Energy Statistics 2015. International Energy Agency. [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу : http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf.

66. Теплоенергетика [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу : <http://www.cleanecology.ru/problema-ekologii/istochniki-himicheskogo-zagryazneniya/teploenergetika.html>

67. Энергетика: история, современность и будущее. Развитие теплоэнергетики та гідроенергетики / Базеев С. Т. та ін. ; наук. ред.: Клименко В. М., Ландау Ю. О., Сігал І. Я. – Київ, 2013. – 399 с.

68. Mesjasz-Lech A. Planning of production resources use and environmental effects on the example of a thermal power plant / A. Mesjasz-Lech // Procedia - Social and Behavioral Sciences. – 2015. – Vol. 213. – P. 539–545.

69. EDF: Офіційний сайт [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу : <http://www.edf.fr/>.

70. Fortum: Офіційний сайт [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу : <http://www.fortum.com/frontpage/com/en/?from=irene>.

71. E.ON: Офіційний сайт [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу : <http://www.eon.com/en.html>.
72. RWE Group: Офіційний сайт [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу : <http://www.rwe.com/>.
73. Vattenfall: Офіційний сайт [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу : <http://corporate.vattenfall.com/>.
74. Engie: Офіційний сайт [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу : <http://www.engie.com/en/>.
75. ДТЕК: Офіційний сайт [Електронний ресурс] – Режим доступу до ресурсу : <http://www.dtek.com/ua/>.
76. Смоленніков Д.О. Організаційно-економічне забезпечення соціально-екологічної відповідальності підприємств теплоенергетики: дисертація... канд. екон. наук, спец.: 08.00.06 - економіка природокористування та охорони навколишнього середовища / Д.О. Смоленніков; наук. керівник А.Ю. Жулавський. – Суми: СумДУ, 2017. - 228 с.
77. Телиженко А.М. Экономика чистого воздуха: международное управление. – Сумы: ИТД «Университетская книга», 2001. – 326 с.
78. Телиженко А.М., Гливенко С.В. Эколого-экономическая оценка перехода ТЭС Украины на угольную стратегию развития // Энергетика: економіка, технології, екологія. – 2000. – №3. – С. 28-33.
79. Рублевский Н.Т., Степанов А.Е. Анализ эффективности использования твердого топлива в энергетике // Проблемы общей энергетики. – 2000. – №2. – С. 46-49.
80. Application of ARIMA for forecasting energy consumption and GHG emission: A case study of an Indian pig iron manufacturing organization / P. Sen, M. Roy, P. Pal. // Energy. – 2016. – Vol. 116, – P. 1031–1038. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.068>.
81. Калінчик В. П. Методологія оперативного управління споживанням електричної енергії / В. П. Калінчик // Энергетика. – 2013. – № 1. – С. 49–53. – Режим доступа: http://nbuv.gov.ua/UJRN/eete_2013_1_10.

82. Time series forecasting for building energy consumption using weighted Support Vector Regression with differential evolution optimization technique / [F. Zhang, C. Deb, S. Lee and oth.] // *Energy and Buildings*. – 2016. – Vol. 126. – P. 94–103. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.05.028>

83. Statistic linear parametric techniques for residential electric energy demand forecasting. A review and an implementation to Chile / H. Verdejo, A. Awerkin, C. Becker, G. Olguin // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – Vol. 74. – P. 512–521. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.110>.

84. Predicting electricity consumption for commercial and residential buildings using deep recurrent neural networks / A. Rahman, V. Srikumar, A. Smith // *Applied Energy*. – 2018. – Vol. 212. – P. 372–385. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.051>.

85. OECD/IEA 2015 Energy and Climate Change – World Energy Outlook Special Report, IEA Publishing. – Mode of access: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2015SpecialReportonEnergyandClimateChange.pdf>.

86. A review on time series forecasting techniques for building energy consumption / [C. Deb, F. Zhang, J. Yang and oth.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2017. – Vol. 74. – P. 902–924. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.085>.

87. Building electrical energy consumption forecasting analysis using conventional and artificial intelligence methods: A review / [M. Daut, M. Hassan, H. Abdullah and oth.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.015>.

88. Son H. Short-term forecasting of electricity demand for the residential sector using weather and social variables / H. Son, C. Kim // *Resources, Conservation and Recycling*. – 2017. – Vol. 123. – P. 200–207. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2016.01.016>.

89. Официальный сайт Государственной службы статистики Украины. – Режим доступа: <http://www.ukrstat.gov.ua>.

90. Официальный сайт Комитета по статистике Министерства национальной экономики Республики Казахстан. – Режим доступа: <http://stat.gov.kz>.
91. Официальный сайт Министерства энергетики и угольной промышленности Украины. – Режим доступа: <http://mpe.kmu.gov.ua>.
92. Об утверждении Методических рекомендаций по расчету уровня экономической безопасности Украины: Приказ Министерства экономического развития и торговли Украины от 29 октября 2013 №1277.
93. Energy Security Risk Index Report. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.energyxxi.org/energy-security-risk-index.
94. Ghysels E. Mixed Frequency Data Sampling Regression Models: The R Package midasr / E. Ghysels, V. Kvedaras, V. Zemlys // Journal of Statistical Software. – 2016. – Vol. 72, Issue 4. – P. 1–35. <http://dx.doi.org/10.18637/jss.v072.i04>.
95. Policies to enhance the drivers of green housing development in China / L. Zhang, J. Wu, H. Liu // Energy Policy. – 2018. – Vol. 121. – P. 225–235. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.029>.
96. Su Y.–W. Electricity demand in industrial and service sectors in Taiwan / Y.–W. Su // Energy Efficiency. – 2018. – Vol. 11, Issue 6. – P. 1541–1557. <https://doi.org/10.1007/s12053-018-9615-y>.
97. Carvalho A. Energy efficiency in transition economies: A stochastic frontier approach / A. Carvalho // Economics of Transition. – 2018. – Vol. 26, Issue 3. – P. 553–578. <https://doi.org/10.1111/ecot.12152>.
98. Swan L. Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques / L.Swan, V. Ugursal // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2009. – Vol. 13, Issue 8. – P. 1819–1835. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.033>.
99. Hyndman, R. J. and Athanasopoulos, G. Forecasting: principles and practice. 2013. Mode of access: <https://www.otexts.org/fpp>.
100. Канторович, Г. Г. Анализ временных рядов. Экономический журнал ВШЭ. – 2002. No. 2. – P. 251–273.

101. Старкова Г. Методы и модели прогнозирования электропотребления на региональном уровне / Г. Старкова // International Journal «Information Theories and Applications», Vol. 19, Number 4, 2012. pp. 378-383. – Режим доступа: <http://www.foibg.com/ijita/vol19/ijita19-4-p10.pdf>.

102. Закон України «Про енергозбереження». Режим доступу – <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/74/94-вр>.

103. Закон України «Про внесення змін до деяких законодавчих актів України щодо стимулювання заходів з енергозбереження». Режим доступу – <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/760-16>.

104. Наказ Міністерства з питань житлово-комунального господарства України №9 від 26.01.2011 р. «Про затвердження Методичних рекомендацій щодо створення системи економічного стимулювання реалізації енергозберігаючих заходів на підприємствах житлово-комунального господарства». Режим доступу – <http://consultant.parus.ua/?doc=07FEF97926>.

105. Проект USAID «Муніципальна енергетична реформа в Україні». 2017, 129 с. Режим доступу – https://storage.decentralization.gov.ua/uploads/library/file/285/ENERGY_MANAGEMENT_15_08_2017.pdf.

106. Литвин В.І. Системи моніторингу споживання енергоресурсів в бюджетних закладах українських міст. Аналітична довідка. / Київський Центр Енергоефективності при КП «ГВП». Режим доступу – https://aea.org.ua/wp-content/uploads/Analitichna-dovidka_energomonitring_AEA_USAID.pdf.

107. Розен В.П., Самков О.В., Литвин В.І. Науково-методичний підхід для аналізу ефективності енергоспоживання приміщеннями навчальних закладів // Вісник КНУТД. – 2013. - №6. - С. 150-155. Режим доступу – https://en.knutd.edu.ua/publications/pdf/Visnyk/2013-6/150_155.pdf.

108. ДБН В.2.6-31:2006. Конструкції будинків і споруд. Теплова ізоляція будівель. – Зі зміною № 1 від 1 липня 2013 року. На заміну СНіП II-3-79. Введ. 09.09.2006 р. – К.: Міністерство будівництва, архітектури та житлово-комунального господарства України, 2006. – 72 с.

109. Шашков С.В. Стимулювання функціонування та розвитку об'єктів малої гідроенергетики / С. В. Шашков // Науковий вісник Херсонського державного університету (Серія «Економічні науки»). – 2016 – вип.16. – Ч.3. – С. 87-90.

110. Shashkov S.V. Cost management of small hydro objects / S.V. Shashkov // Economic Processes Management: International Scientific E-Journal. 2015. – №3. – Режим доступу: http://epm.fem.sumdu.edu.ua/download/2015_3/2015_3_12.pdf.

111. Суходоля О.М. Сучасний стан, проблеми та перспективи розвитку гідроенергетики України : аналіт. доп. / О.М. Суходоля, А. А. Сидоренко, С.В. Бегун, А.А. Білуха. – К.: НІСД, 2014. – 112 с. – (Сер. «Національна безпека», вип. 8).

112. Abbasi, T. Small hydro and the environmental implications of its extensive utilization / T. Abbasi, S.A. Abbasi // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(4). – 2011. – P. 2134-2143.